

STRUČNI ČASOPIS IZ PODRUČJA NAFTNOG RUDARSTVA I ENERGETIKE

NAFTA *i* PLIN

Godište 46. Broj 186.–187. / 2026.



INTERVJU

Ivica Arar

Predsjednik Uprave Plinacra

Naftni i plinski sektor RH
– energetski i ekonomski
potencijali, strateški
značaj

Procjena geoenergetskog
potencijala Varaždinske
županije

Određivanje oblika
nestabilnosti i mehanike
loma čvrstih debelouslojenih
stijena



Podzemno skladište plina d. o. o.
vodi, održava i razvija siguran,
pouzdan i učinkovit sustav
skladišta plina

Veslačka 2-4_10000 Zagreb
tel.: +385 1 6053 111_fax: +385 1 6053 112
web: www.psp.hr_e-mail: psp@psp.hr

- 7** **Riječ urednika**
A word from the editor
- 9** **Novosti iz svijeta energije**
News from World Energy
- 25** **Intervju: Ivica Arar, predsjednik Uprave Plinacra**
Interview: Ivica Arar, President of the Plinacro Management Board
- 35** **Naftni i plinski sektor Republike Hrvatske – energetski i ekonomski potencijali, strateški značaj kroz desetljeća prošlosti i budućnosti**
Croatia's oil and gas sector – energy and economic potential, strategic importance over the past and future decades
Gordana Sekulić, Michaela Julijana Vranješ
- 52** **Koncept operativne ovojnice injekcijske bušotine za CO₂**
CO₂ Injection Well Operating Envelope Concept
Goran Lešković
- 71** **Određivanje oblika nestabilnosti i mehanike loma čvrstih debeloslojenih stijena**
Determination of Instability Modes and Fracture Mechanics of Hard Thick-Bedded Rocks
Zlatko Briševac
- 75** **Procjena geoenergetskog potencijala Varaždinske županije s aspekta geotermalnih voda, ugljikovodika i podzemnog skladištenja plina i trajnog zbrinjavanja ugljikovog dioksida u geološkim strukturama**
Assessment of geoenergy potential of the Varaždin County considering geothermal water, hydrocarbons and underground gas storage and carbon capture and storage
Melita Srpak, Nikola Gizdavec, Darko Pavlović
- 89** **Novosti iz energetskog sektora RH**
(siječanj – lipanj 2026.)
- 101** **Iz arhive**
From the Archives



Nafta i Plin

Digitalno izdavaštvo

Urednica digitalnog izdavaštva:
Martina Zoroe, dipl. oec.

Aktualni broj
časopisa na **LinkedIn**
stranici HUNIG-a

Bogata arhiva časopisa na
web stranici udruge:
hunig.hr

Portal znanstvenih časopisa
RH – HRČAK

ISSN 2718 – 3144 (Online)
ISSN 1330 – 2434 (Tisak)

INPRESEUM



SIJEČANJ-LIPANJ 2026. – VOL 46. / BR 186. – 187.

Izdavač / Publisher

HUNIG – Hrvatska udruga
naftnih inženjera i geologa
10000 Zagreb, Barčičeva 9

Glavni urednik / Editor-in-Chief

Želimir Šikonja, dipl. ing. – predsjednik HUNIG-a

Tehnička urednica / Technical Editor

Stefanija Novak-Zoroe, dipl. pol. (HUNIG)

Računalna priprema

i obrada teksta i slika / IT

Ida Gluić (UREDNIK d.o.o.)

Tisak / Printed by

STEGA TISAK d.o.o., Zagreb

Distribucija / Distribution

HUNIG

Izdavački savjet / Publishing Council

Predsjednik / President

prof. dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar (RGN F)

Članovi / Members:

Ivica Arar, dipl. iur. (PLINACRO)

Josip Bubnić (INA)

izv. prof. dr. sc. Marko Cvetković (RGN F)

Ivan Fugaš, dipl. ing. (LNG)

Marijan Krpan, dipl. ing. (AZU, HNK SVNP)

Marija Ščulac Domac, dipl. ing. (HGK)

Vlado Vlašić, dipl. oec. (PSP)

Urednički odbor / Editorial Board

Predsjednik / President

Želimir Šikonja, dipl. ing. (HUNIG)

Članovi / Members:

izv. prof. dr. sc. Vladislav Brkić (RGN F)

dr. sc. Zoran Čogelja (ZVNPE HAZU)

Laslo Farkaš Višontai, dipl. ing. (PSP)

Jerko Jelić Balta, dipl. ing. (INA)

izv. prof. dr. sc. Darko Pavlović (PLINACRO)

dr. sc. Svetlana Petrović (DELTA TERMINALI)

Robert Bošnjak (PLINACRO)

Goran Jović (INA)

Damir Vrbić (JANAF)

Dear readers and colleagues,

The Editorial Board of the journal of Croatian Association of Petroleum Engineers and Geologists has prepared a new, 186 – 187 issue of the OIL & GAS journal. As always, we have tried to make the journal thematically diverse by selection of professional papers and review articles dealing with oil and gas industry, renewables, new technologies and other topics.

On the first pages of the journal in the regular column „World of Energy“ Marin Matešić compiled a selection of the most interesting news from the energy sector published on international news portals.

On the occasion of the celebration of Plinacro's 25-year anniversary this issue features an interview with President of the Board Ivica Arar. Thanks to continued CAPEX investments, modernisation and digitalisation Plinacro is now a national gas transmission operator which, besides covering almost the entire territory of Croatia, ensures key import and export routes and the integration of the Krk LNG terminal into the European gas market. Plinacro has developed from the national operator into a regional company operating one of the strategic energy infrastructure systems in Croatia. In the interview with Mr Arar, we learned more about all past development projects and current investments in the gas transmission system.

Development and strategic changes in the energy and economic potential which the oil and gas sector has undergone over the past thirty years have impact on the present and future security of energy supply, but also economic and political security of Croatia. This has been directly influenced by the domestic oil and gas output showing downward trends, energy policy, and corporate and political decisions on key aspects of business. At the same time, substantial investments were made in oil and gas infrastructure facilitating higher imports from larger number of destinations to ensure the security of supply of Croatia and the entire region. Available capacity creates opportunities for the expansion of export which can contribute to improved capacity utilisation, feasibility of investments and increase in the economic potential. You can read more about this in a paper titled CROATIA'S OIL AND GAS SECTOR – ENERGY AND ECONOMIC POTENTIAL, STRATEGIC IMPORTANCE OVER THE PAST AND FUTURE DECADES

This issue features a professional paper by Zlatko Briševac, professor at the Faculty of Geology, Mining and Petroleum Engineering on the topic of DETERMINATION OF INSTABILITY MODES AND FRACTURE MECHANICS OF HARD, THICK-BEDDED ROCKS. The paper presents objectives, methodology and expected scientific contribution of the project „Determination of Instability Modes and Fracture Mechanics of Hard, Thick-Bedded Rocks Surrounding Underground Openings (ONMELS)“ financed from the EU Recovery and Resilience Facility. Investigation is focused on systematic experimental determination of physio-mechanical properties of intact material and discontinuities and their integration into analytical and numerical models of rock mass behaviour. In this regard, laboratory investigations are particularly important as a basis for reliable interpretation of deformation processes and development of instability modes around underground openings.

A paper by Goran Lešković titled CO₂ INJECTION WELL OPERATING ENVELOPE CONCEPT can also be found in the new issue.

Exploration and production of mineral resources are continuously carried out across the Varaždin County and results of such activities influence development of key policies and investments plans important for future economic growth of the county. The aim of the investigation is to assess geoenergy potential of the Varaždin County with a focus on geothermal water, hydrocarbons and opportunities for underground gas storage and carbon capture and storage (CCS). This is presented in the paper by a group of authors titled ASSESSMENT OF GEOENERGY POTENTIAL OF THE VARAŽDIN COUNTY CONSIDERING GEOTHERMAL WATER, HYDROCARBONS AND UNDERGROUND GAS STORAGE AND CARBON CAPTURE AND STORAGE.

The last pages feature news from the Croatian energy sector from January to June this year.

In the column „From Our Archives“ you can read a paper on the topic of TECHNOLOGICAL ASPECTS OF DRILLING WELLS FOR EXPLOITATION OF HIGH-TEMPERATURE GEOTHERMAL RESOURCES IN CROATIA.

We wish you a pleasant reading.



Poštovani čitatelji, drage kolegice i kolege

Uredništvo časopisa Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa pripremilo je novi 186.-187. broj stručnog časopis „NAFTA i PLIN“. I ovoga smo se puta trudili da časopis bude tematski raznovrstan, odnosno da stručni i pregledni članci obrađuju djelatnost naftno-plinskog gospodarstva, obnovljivih izvora energije, novih tehnologija prikupljanja i drugo.

Na prvim stranicama časopisa, u stalnoj rubrici „Svijet energije“ naš suradnik Marin Matešić izdvojio je najzanimljivije vijesti iz sektora energetike koje su objavljene na različitim svjetskim portalima.

U prigodi obilježavanja 25 godina uspješnog poslovanja tvrtke Plinacro donosimo intervju s predsjednikom Uprave Ivicom Ararom. Zahvaljujući kontinuiranim investicijskim ulaganjima, modernizaciji i digitalizaciji Plinacro je danas vodeća nacionalna kompanija plinskog transportnog sustava koja, osim što pokriva gotovo cjelokupan teritorij Republike Hrvatske, osigurava ključne uvozne i izvozne pravce i integraciju LNG terminala na otoku Krku u europsko plinsko tržište. Plinacro se od nacionalnog operatora razvio do regionalne tvrtke koja upravlja jednom od strateških energetske infrastrukture u Hrvatskoj. U razgovoru s predsjednikom Uprave doznali smo više o svim dosadašnjim razvojnim projektima kao i o aktualnim investicijama u plinski transportni sustav.

Razvoj i strateške promjene energetskog i ekonomskog potencijala naftnog i plinskog sektora kroz proteklih trideset godina utječu na današnju i buduću sigurnost opskrbe energijom, ali i ekonomsku te političku sigurnost Republike Hrvatske. Na to su direktno utjecali domaća ponuda nafte i plina s trendovima pada, energetska politika, upravljačke (od strane kompanija i njihovih vlasnika) i političke odluke o ključnim aspektima poslovanja. Istovremeno su ostvarena značajna ulaganja u plinsku i naftnu infrastrukturu kojom je omogućen veći uvoz iz više destinacija što doprinosi sigurnosti opskrbe RH i regije. Zahvaljujući raspoloživim kapacitetima postoje mogućnosti rasta izvoza što može pridonijeti boljem korištenju kapaciteta, isplativosti ulaganja i povećanju ekonomskog potencijala. Više o tome možete pročitati u stručnom radu pod naslovom NAFTNI I PLINSKI SEKTOR REPUBLIKE HRVATSKE – ENERGETSKI I EKONOMSKI POTENCIJALI, STRATEŠKI ZNAČAJ KROZ DESETLJEĆA PROŠLOSTI I BUDUĆNOSTI.

U novom broju donosimo stručni rad profesora na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu Zlatka Briševca na temu ODREĐIVANJE OBLIKA NESTABILNOSTI I MEHANIKE LOMA ČVRSTIH DEBELOUSLOJENIH STIJENA. U radu se predstavljaju ciljevi, metodološki pristup i očekivani znanstveni doprinos NPOO projekta „Određivanje oblika nestabilnosti i mehanike loma čvrstih debelouslojenih stijena oko podzemnih prostorija“ (akronim ONMELS), koji se financira sredstvima Mehanizma za oporavak i otpornost Europske unije. Istraživanje je usmjereno na sustavno eksperimentalno određivanje fizičko-mehaničkih značajki intaktnog stijenskog materijala i diskontinuiteta te na njihovu integraciju u analitičke i numeričke modele ponašanja stijenske mase. Poseban naglasak stavljen je na laboratorijska ispitivanja, koja čine osnovu za pouzdanu interpretaciju deformacijskih procesa i razvoj različitih oblika nestabilnosti u zoni utjecaja podzemnih prostorija.

Iz sadržaja novog broja časopisa izdvajamo i stručni rad Gorana Leškovića KONCEPT OPERATIVNE OVOJNICE INJEKCIJE BUŠOTINE ZA CO₂.

Istraživanje i eksploatacija mineralnih sirovina kontinuirano se provodi na području cijele Varaždinske županije jer se na temelju njenih rezultata oblikuju ključne politike i investicijski planovi važni za buduću ekonomski rast županije. Cilj ovog istraživanja je procijeniti geoenergetski potencijal Varaždinske županije s naglaskom na geotermalne vode, ugljikovodike te mogućnosti podzemnog skladištenja prirodnog plina i trajnog zbrinjavanja ugljikova dioksida (CCS). Više o tome nalazi se u stručnom radu grupe autora PROCJENA GEOENERGETSKOG POTENCIJALA VARAŽDINSKE ŽUPANIJE S ASPEKTA GEOTERMALNIH VODA, UGLJIKOVODIKA I PODZEMNOG SKLADIŠTENJA PLINA I TRAJNOG ZBRINJAVANJA UGLJIKOVOG DIOKSIDA U GEOLOŠKIM STRUKTURAMA.

Na posljednjim stranicama časopisa su novosti iz energetskog sektora RH koje su obilježile razdoblje od siječnja do lipnja ove godine.

U rubrici „Iz naše arhive“ možete pročitati stručni rad na temu TEHNOLOŠKI ASPEKTI IZGRADNJE BUŠOTINA ZA ISKORIŠTAVANJE VISOKO-TEMPERATURNIH GEOTERMALNIH RESURSA U REPUBLICI HRVATSKOJ.

Želimo Vam ugodno čitanje.

Z. Šikonja



Želimir Šikonja, HUNIG

zelimir.sikonja@gmail.com

A large offshore oil rig is shown at night, illuminated by warm yellow lights. The rig's complex structure of pipes, platforms, and ladders is visible against a dark blue sky. The lights create a strong reflection on the dark water in the foreground. The overall scene conveys a sense of industrial activity in a remote maritime location.

SVI

JET

ENER

GYE



Novosti iz svijeta energije

News from World Energy

mr. sc. Marin Matešić, dipl. ing. geologije
GEOMATESIC, savjetovanje i usluge
geomatesic.hr
info@geomatesic.hr



BP započinje proizvodnju na plinskom polju u Kaspijskom moru

U priopćenju BP PLC stoji da je na polju Azeri-Chirag-Gunashli (ACG) na azerbejdžanskoj strani Kaspijskog mora započeto sa proizvodnjom prirodnog plina.

Ovo je prva komercijalna proizvodnja plina na ACG-u, jednom od najvećih svjetskih polja. ACG ima rezerve od 4 milijarde kubičnih stopa i s potencijalnim povećanjem do 6 milijardi kubičnih stopa.

Prva proizvodna bušotina, koja sada proizvodi slobodni plin, prošle je godine izbušena s postojećim platforme West Chirag iz dva ciljana ležišta. Plići Qirmaki gornji pješčenjak i dublji Qirmaki donji pješčenjak nalaze se ispod naftnih ležišta koja proizvode naftu.

Bušotina je potvrdila prisutnost plinskih rezervi u rezervoaru Qirmaki Upper Sand i naišla na plin visokog tlaka u rezervoaru Qirmaki Lower Sand.

Plin i kondenzat proizvedeni iz bušotine bit će usmjereni prema Sangachal terminalu putem postojeće infrastrukture ACG-a kroz integraciju sustava za



Izvor: Rigzone

razvoj nafte i plina, omogućujući učinkovito korištenje postojećih offshore postrojenja.

Koncesija istraživanja i razvoja slobodnog plina na polju ACG potpisana je 2024. godine. Sporazum, u obliku dodatka postojećem ACG ugovoru o dijeljenju proizvodnje (PSA), traje do isteka postojeće licence 2049. godine.

Tijekom sljedećih 23 godine, uz uvjet istraživanja i procjene ležišta slobodnog plina, postoji potencijal za ulaganje milijardi dolara kapitala u potpuni razvoj NAG ležišta ACG polja.

Kao i u ranijem PSA-u, BP je operater u projektu s udjelom od 30,37 posto. Državna naftna kompanija Republike Azerbejdžan je većinski vlasnik s 35,3 posto. Mađarska MOL Grupa posjeduje 9,57 posto. Japanski INPEX Corp drži 9,31 posto. Exxon Mobil Corp ima 6,79 posto. Ostali investitori su: turska državna tvrtka Turkish Petroleum Corp (5,73 posto) i indijska državna Oil and Natural Gas Corp Ltd (2,92 posto).

2. 6. 2026.

https://www.rigzone.com/news/bp_starts_production_at_caspian_gas_project-02-jun-2026-183829-article/

Sastanak konzorcija za supervruća geotermalna ležišta u Larderellu, Italija

Tehnički uvodni sastanak konzorcija SuperHot geotermalne tehnologije – Integrirano demonstracijsko i testiranje protoka (SHiFT) nedavno je održan u Larderellu, Italija, što je označilo daljnji korak u razvoju ultra-visokotemperaturne geotermalne energije.

Projekt SHiFT integrirat će napredne tehnologije bušenja, zatvaranje i mjerenje temperature bušotina, proizvodne testove i konverziju površinske energije kako bi se unaprijedila upotreba super-vrućih sustava na gotovo komercijalnu razinu kroz prvu takve vrste demonstraciju na Islandu. Program, kojim upravlja



Izvor: ThinkGeoEnergy

Reykjavik Energy (Orkuveitan), uključuje 17 europskih partnera i financira ga program Horizon Europe s 10 milijuna eura od ukupnog ulaganja od 28 milijuna eura.

Događaj je otvorio Marco Consumi, voditelj inovacija za hidro, termalnu i geotermalnu proizvodnju u Enel-u, uz pozdrave Luce Rossinija, voditelja geotermalne proizvodnje i proizvodnje, te Ann-Christin Gerlach, voditeljice inovacija u Enel Green Poweru. Enel je već imao vodeću ulogu u projektu DESCRAMBLE i zaslužan je za ključan napredak u razvoju tehnologija za supervruću geotermalnu energiju. Kroz DESCRAMBLE, Enel je dosegao temperature do 515 °C, među najvišima zabilježenima u svijetu u hidrotermalnim sustavima, te je pomogao otvoriti horizonte za istraživanje i razvoj materijala i bušenja u ekstremnim uvjetima.

Prva bušotina (IDDP-3), sljedeća faza Projekta dubokog bušenja Islanda (IDDP), planirana je za bušenje u Nesjavelliru do kraja 2026. godine. Ovaj projekt je također nedavno dobio najveće financiranje ikada dodijeljeno od strane Islandskog fonda za klimu i energiju, u iznosu od približno 2 milijuna eura, a provodit će ga tvrtka Iceland Drilling Company. Druga istraživačka bušotina bit će izbušena krajem 2027. godine s ciljem proučavanja dubokog ponovnog utiskivanja u rezervoare.

Partneri SHiFT-a uključuju Reykjavik Energy, ON Power, COWI, Verkís, KMT, Sveučilište u Reykjaviku, ÍSOR, GEROSION, Fraunhofer (Njemačka), GFZ Helmholtz Centre for Geosciences (Njemačka), Nacionalno istraživačko vijeće (Italija), Sveučilište Ludwig Maximilian u Münchenu (Njemačka), Geolorn Ltd (UK), Enel Green Power SpA (Italija), Technovative Solutions Ltd (UK), Imerys Aluminates (Francuska) i Sveučilište u Glasgowu (Škotska).

27. 5. 2026.

<https://www.thinkgeoenergy.com/consortium-on-superhot-geothermal-holds-kickoff-meeting-in-larderello-italy/>

OMV pokreće proizvodnju na velikom plinskom polju u Austriji

OMV AG započeo je proizvodnju na najvećem austrijskom otkriću prirodnog plina u posljednjih 40 godina, za koje tvrtka očekuje da će udvostručiti domaću proizvodnju.

Bušotina Wittau u Donjoj Austriji proizvest će 11 teravat-sati (tWh) ili oko 1 milijardu kubičnih metara (35,31 milijardu kubičnih stopa) plina, što je dovoljno za grijanje oko 100.000 kućanstava tijekom 10 godina. OMV očekuje prve isporuke u zimu 2026./27.

Otkriće iz 2023. godine sadrži rezerve od 48 tWh ili približno 4,2 milijarde kubičnih metara, što bi produžilo domaću proizvodnju plina „dugo u budućnost“, navodi OMV u priopćenju.

Kada se projekt u Wittauu u potpunosti razradi, očekuje se da će udvostručiti proizvodnju plina OMV-a u Austriji.

Prošle godine Rumunjska je bila najveća zemlja proizvođač plina u OMV-u s 110,9 Bcf, zatim Norveška (85,5 Bcf), Novi Zeland (26,2 Bcf), Kurdistan u Iraku (18,8 Bcf) i Austrija (16,4 Bcf). OMV je 2025. godine proizveo 265,6 Bcf plina, prema godišnjem izvješću.

Očekuje se da će projekt u prvoj fazi koštati 150 milijuna eura (174,29 milijuna dolara), od 70 milijuna EUR za bušenje i 80 milijuna EUR za infrastrukturu i opremu. OMV također predviđa dodatnu investiciju od oko 500 milijuna eura.

OMV ima za cilj povećati proizvodnju na 400.000 barela ekvivalenta nafte dnevno (boed) – pola tekućina, pola plina – do 2030. godine. Prošle godine prosječno je iznosio 305.000 boeda, pri čemu tekućine čine 58 posto, a plin 42 posto, prema godišnjem izvješću. OMV se fokusira na Sjevernu, Srednju i Istočnu Europu, u okviru preusmjerenja ulaganja u proizvodnju, pri čemu je tvrtka 2024. godine prodala svoju malezijsku imovinu.

OMV je na kraju 2025. imao dokazane rezerve od 880 milijuna boe. Dokazane i vjerojatne rezerve

iznosile su 1,39 milijardi boe, prema godišnjem izvješću OMV-a.

Njihov najveći projekt rasta je Neptun Deep na rumunjskoj strani Crnog mora, čija se procjena procjenjuje da će koštati do 4 milijarde eura. Najveći projekt prirodnog plina i prvi duboki offshore razvoj u Rumunjskoj, Neptun Deep očekuje se da će proizvesti ekvivalent otprilike 30 puta veću godišnju potražnju od oko 4,3 milijuna kućanstava u Rumunjskoj, prema operateru i 50 posto vlasniku OMV Petrom. OMV posjeduje 51,16 posto udjela u OMV Petromu.

Očekuje se da će proizvodnja započeti 2027. godine, a procjenjuje se da Neptun Deep sadrži oko 100 milijardi kubičnih metara iskoristivog plina. OMV očekuje proizvodnju od 70.000 boed. 19. 5. 2026.

https://www.rigzone.com/news/omv_starts_up_major_austrian_gas_development-19-may-2026-183724-article/

Uniper započinje radove za skladištenje energije u baterijama snage 50 MW

Njemački Uniper SE i slovenski NGEN energetske rešitve d.o.o. započeli su izgradnju projekta baterijskog skladištenja energije snage 50 megavata (MW) na lokaciji bivše Uniperove termoelektrane na ugljen u Wilhelmshavenu, Njemačka.

Sustav za pohranu energije u baterijama u Wilhelmshavenu uravnotežit će kratkoročne fluktuacije u elektroenergetskoj mreži uzrokovane ulazom energije vjetra i sunca u budućnosti. Na taj će način sustav održivo ojačati integraciju obnovljivih izvora energije, kao i stabilnost mreže.

Projekt je primjer sljedeće faze energetske tranzicije: prijelaza prema integriranom, digitalno kontroliranom energetsom sustavu u kojem različite tehnologije inteligentno surađuju. Partneri očekuju da će projekt biti pušten u rad do kraja godine.

Postrojenje za skladištenje baterija dio je Uniperovog Energy Transformation Hub Northwest (ETHNw) i, nakon Voslapper Groden PV parka, drugi je projekt u Wilhelmshavenu koji je sada ušao u fazu implementacije. Unutar ETHNw-a, Uniper okuplja velike projekte s ciljem uspostave integrirane vodikove infrastrukture u suradnji s postrojenjima za obnovljive izvore energije.

Solarni projekt na odlagalištu pepela bivše termoelektrane na ugljen proizvest će oko 17.500 MW sati godišnje, što je dovoljno za napajanje do 4.500 kućanstava na temelju prosječne potrošnje kućanstva



Izvor: Rigzone



Izvor: Rigzone

od oko 3.300 kilovat-sati godišnje. Puštanje u rad za solarni projekt planirano je za prvu polovicu 2026.

U Wilhelmshavenu Uniper također planira izgraditi elektrolizator snage 1 gigavata koji bi se napajao vjetroelektranom na moru. Prošle godine Uniper i Thyssenkrupp Uhde GmbH potpisali su „okvirni sporazum“ za izgradnju šest komercijalnih postrojenja za amonijak s ciljem uspostave skalabilnog terminala za uvoz vodika u Wilhelmshavenu.

Sporazum licencira tehnologiju *crackiranja* amonijaka tvrtke Thyssenkrupp Uhde elektroenergetskoj i plinskoj tvrtki. Pokriva do šest postrojenja s ukupnim kapacitetom od 7.200 metričkih tona amonijaka dnevno.

14. 4. 2026.

https://www.rigzone.com/news/uniper_breaks_ground_for_50mw_battery_energy_storage_in_wilhelmshaven-14-apr-2026-183443-article/

Eni u Egiptu objavio otkriće plina veličine 2 Tcf-a

Eni je najavio „značajno“ otkriće plina i kondenzata uz obalu Egipta. Prema priopćenju, otkriveno je putem istražne bušotine Denise W 1 u koncesiji Tamsah, smještenoj uz obalu istočnog Mediterana. Preliminarne procjene ukazuju na oko dva bilijuna kubičnih stopa plina u ležištu i 130 milijuna barela kondenzata.

Otkriće Denise W nalazi se 43,5 milja od obale na dubini od 311 stopa, i manje od sedam milja udaljeno od postojeće infrastrukture

Slično obližnjem polju Tamsah, koje se proizvodi od 2001., ima plinsko pješčenjačko ležište izvrsne kvalitete s oko 50 metara [164 stope] efektivne debljine.

Eni je u svom priopćenju naveo da bušenje Denise W-1 slijedi obvezujući sporazum potpisan u srpnju 2025. s EGPC-om i EGAS-om o 20-godišnjem produženju koncesije Tamsah.

Eni je u priopćenju istaknuo da upravlja Denise Development Lease koncesije Tamsah s 50-postotnim

radnim udjelom izvođača, zajedno s BP-om, što je Eni istaknuo kao vlasnika preostalih 50 posto. Imovina se upravlja putem Petrobela, zajedničkog poduzeća koje upravljaju Eni i EGPC, navodi Eni.

BP je u svom priopćenju naveo da su visokokvalitetna ležišta pješčenjaka koja sadrže plin pronađena na intervalu ukupne debljine 90 metara [295 stopa].

BP je u svom priopćenju istaknuo da ovo otkriće označava njihovo drugi uspješni istražni projekt ove godine, nakon 12 otkrića u 2025. Osim toga, BP je u svom priopćenju naveo da je ranije ove godine tvrtka dobila dvije nove koncesije za istraživanje na moru – North-East El Alamein Offshore, u kojem BP ima 100-postotni udio, i West El Hammad Offshore, u kojem BP ima 25-postotni udio, zajedno s Enijem, koji je operator s 75-postotnim udjelom. Oba bloka nalaze se blizu postojeće infrastrukture.

BP je također u priopćenju naveo da je prošlog mjeseca tvrtka mobilizirala bušaču platformu DS-12 za bušenje pet sigurnih i tri moguće bušotine u složenim dubokovodnim uvjetima.

Nedavno je BP potpisao ugovor s GANOPE-om (South Valley Egyptian Petroleum Holding Company) o dodjeli Bloka 6 u Crvenom moru, čime se širi u obećavajuću novu granicu.

Belayim Petroleum Company (Petrobel) uspješno je izbušila istražnu bušotinu 'Denise W-1' u području Denise uz obalu Port Saida, gdje Eni djeluje kao operator. Bušotina se trenutno priprema za testiranje i utvrđivanje količina dotoka iz ležišta. Planirano je da će biti puštena u rad nakon završetka razradnih aktivnosti, uključujući izgradnju offshore proizvodne platforme i bušenje ocjenskih i razradnih bušotina.

Očekuje se da će ovo otkriće otvoriti nove mogućnosti za slična otkrića u zrelim proizvodnim regijama u Sredozemlju, poput Tamsaha i Ras El Bara, čime će ojačati dokazane rezerve i podržati ukupnu proizvodnju prirodnog plina u Egiptu.

14. 4. 2026.

https://www.rigzone.com/news/eni_announces_2_tcf_gas_find_offshore_egypt-14-apr-2026-183446-article/

Logistički centar u Dobanovcima u Srbiji krenuo s implementacijom geotermalnog sustava grijanja i hlađenja

Nelt Grupa, vodeća distribucijska i logistička tvrtka Srbije, predstavila je inovativan sustav grijanja i hlađenja svojih postrojenja u Dobanovcima koji kombinira geotermalnu i solarnu energiju. Kroz ovaj projekt,



Izvor: ThinkGeoEnergy



Izvor: Rigzone

emisije stakleničkih plinova u postrojenju Dobanovaca bit će smanjene do 40 % do 2030. godine.

Projekt je sufinancirala Vlada Švicarske donacijom od 200.000 USD, uz suradnju Ministarstva zaštite okoliša u sklopu inicijative „EU za Zelenu agendu u Srbiji“. To je samo jedan od 90 projekata ulaganja u zelene tehnologije provedenih u okviru inicijative, koju provodi Program Ujedinjenih naroda za razvoj (UNDP) uz financiranje vlada Švicarske, Švedske i Srbije.

Geotermalna toplinska pumpa voda-voda zamjenjuje prethodno korišteni plinski kotao i opskrbljuje oko 40 % potreba za grijanjem i hlađenjem dvaju skladišnih i uredskih dvorana, kao i tehničkog bloka za servisiranje vozila. Sustav koristi podzemne vode kao obnovljiv izvor energije i omogućuje grijanje i hlađenje na više od 22.000 m², uz integraciju s postojećom energetsom infrastrukturom i solarnom elektranom.

UNDP je posljednjih godina duboko uključen u geotermalna istraživanja u Srbiji, provodeći studije geotermalnih resursa na lokacijama zgrade SIV 3 u Beogradu i Palače Srbije. Prvi geotermalni sustav daljinskog grijanja u zemlji, smješten u Bogatiću, počeo je s radom 2018. godine.

2. 4. 2026.

<https://www.thinkgeoenergy.com/logistics-center-in-dobanovci-serbia-to-implement-geothermal-heating-and-cooling-system/>

Eni osigurava financiranje EIB-e za novu talijansku biorafineriju

Eni SpA i Europska investicijska banka (EIB) u srijedu su potpisali 15-godišnji zajam od 500 milijuna eura (575,62 milijuna USD) kako bi omogućili proizvodnju biogoriva u rafineriji Sannazzaro de' Burgondi talijanskog energetskog giganta u Paviji, Lombardija.

Zajednička izjava navodi da je ovo drugi biorafinerijski projekt Eni-ja koji financira EIB, koji je u srpnju 2025. obvezao 500 milijuna eura za prenamjenu

Eni-jeve rafinerije u Livornu. Eni očekuje da će ove godine dovršiti projekt Livorno.

Eni je drugi najveći proizvođač biogoriva u Europi i radimo na tri preinake rafinerija u Italiji. Ovo slijedi nakon dovršetka još dvije u Veneciji i Geli, koje već značajno doprinose ekološki održljivoj opskrbi transportnog sektora.

Eni je koncem veljače objavio konačnu investicijsku odluku o biorafineriji Sannazzaro de' Burgondi.

Rafinerija će nastaviti tradicionalni rad uz dodavanje novog kapaciteta prerade od 550.000 metričkih tona godišnje za sirovine za biogoriva, uglavnom otpad i ostatke. Očekuje se da će s radom započeti 2028. godine, a biorafinerija će imati fleksibilnost za proizvodnju hidrogeniranog biljnog ulja (HVO) dizela i održivog zrakoplovnog goriva (SAF), prema Eni-ju.

Potražnja za SAF-om, potaknuta obvezama mijenjanja iz ReFuelEU Aviation Regulation, očekuje se da će brzo rasti od 2030. nadalje – što podupire tehničku i ekonomsku čvrstoću inicijative i njezinu dugoročnu održivost.

Prenamjena lokacije Sannazzaro u skladu je sa strategijom Enija i Enilivea (Enijeva podružnica za biogoriva) za povećanje proizvodnje biogoriva kao odgovor na rastuću potražnju u Europi i Italiji, kako bi se ispunili ciljevi smanjenja emisija iz Direktive o obnovljivoj energiji, ali i uskladili s talijanskim propisima o plasiranju čistih biogoriva na tržište.

Eni je najavio partnerstvo s Kuwait Petroleum International Ltd za zajednički razvoj još jedne talijanske biorafinerije u Priolu na Siciliji.

Projekt Priolo, dizajniran za proizvodnju do 500.000 metričkih tona HVO dizela i SAF-a godišnje, bit će izgrađen na lokaciji postrojenja Eni etilena koje će biti ugašeno.

Biorafinerija Priolo, planirana za dovršetak 2028., uglavnom će se koristiti biljnim otpadom te uljima i životinjskim mastima.

Krajem prošle godine Eni, Euglena Co Ltd i Petrolim Nasional Bhd (Petronas) započeli su izgradnju biorafinerije s kapacitetom prerade od 650.000 metričkih tona godišnje u Pengerangu, Johor, Malezija.

Očekuje se da će postrojenje biti pušteno u rad 2028. godine, a očekuje se proizvodnja bio-nafte, HVO-a i SAF-a.

Sirovine će uključivati otpad poput iskorištenih biljnih ulja i životinjskih masti, kao i ostatke prerađenih biljnih ulja.

Trenutna proizvodnja biogoriva Enija dolazi iz dvije talijanske tvornice u Veneciji i Geli te jedne američke tvornice u Louisiani, koja posluje pod njihovim 50-postotno vlasničkim zajedničkim ulaganjem St Bernard Renewables LLC. Prema Eni-ju, oni imaju ukupni proizvodni kapacitet od 1,65 milijuna metričkih tona godišnje (MMtpa).

Enijev cilj je povećati kapacitet proizvodnje biogoriva na pet MMtp godišnje do 2030. godine, s planovima da SAF proizvede više od dva MMtp godišnje.

2. 4. 2026.

https://www.rigzone.com/news/eni_secures_eib_funding_for_new_italian_biorefinery-02-apr-2026-183360-article/

Europska komisija odobrava 7 milijardi dolara talijanske državne potpore za projekt proizvodnje zelenog vodika

Italija je dobila odobrenje od Europske unije za paket državne potpore od 6 milijardi EUR (6,96 milijardi dolara) za omogućavanje kapaciteta proizvodnje obnovljivog vodika od 200.000 metričkih tona godišnje.

Također, vodik proizveden elektrolizom pokretanom električnom energijom iz obnovljivih izvora i vodik proizveden iz biogenih izvora putem bioloških, biotermokemijskih i termokemijskih procesa prihvatljivi su prema mjeri, navela je Europska komisija u online izjavi.

Prema ovim ugovorima, cijena otkupa vodika bit će određena kroz natječajni postupak.

Ako cijena alternativnog goriva koje bi koristili potrošači vodika padne ispod te dogovorene cijene, Italija će proizvođačima vodika platiti razliku. Ako cijena kontrafaktualnog goriva premaši cijenu izvršenja, korisnici će razliku platiti talijanskoj državi.

Prošli tjedan Komisija je objavila da je odobrila francusku državnu pomoć za jedan gigavat (GW)



Izvor: Rigzone

elektrolitskog kapaciteta za proizvodnju vodika. Francuska planira tri runde nadmetanja.

Prvi natječaj odnosi se na 200 MW [megavata] kapaciteta elektrolize s procijenjenim proračunom od 797 milijuna eura“, navela je Komisija u priopćenju za medije 23. ožujka. „Vodik proizveden u okviru ovog sustava prodavat će se isključivo za izravnu industrijsku upotrebu, kako bi se upotreba vodika ograničila na slučajeve kada ne postoji ekonomski održiva alternativa elektrifikaciji.

Pomoć će biti u obliku fiksne premije. Ugovori će se zaključivati na razdoblje od 15 godina.

Korisnici će morati dokazati usklađenost s EU kriterijima za proizvodnju obnovljivih goriva nebiološkog podrijetla kao i niskougljičnih goriva, kako je navedeno u delegiranom zakonu o obnovljivom vodik i nedavno usvojenom delegiranom zakonu o niskougljičnom vodik.

Pomoć će pridonijeti nadoknađivanju dodatnih troškova povezanih s troškom električne energije potrebne za proizvodnju obnovljivog i niskougljičnog vodika u usporedbi s jeftinijim fosilnim vodikom.

Shema će pridonijeti naporima Francuske da postigne 4,5 GW kapaciteta elektrolizera do 2030. i osam GW kapaciteta do 2035. Francuska očekuje da će shema dovesti do toga da se godišnje izbjegne do 1.100 kilotona CO₂ [ugljičnog dioksida], što će pridonijeti ispunjavanju klimatskih ciljeva EU-a.

Prema Strategiji za vodik usvojenoj 2020., EU ima za cilj omogućiti 10 milijuna metričkih tona kapaciteta proizvodnje vodika na obnovljive izvore do 2030. godine. Strategija ima za cilj instalirati najmanje 40 GW kapaciteta elektrolize za obnovljivi vodik do kraja desetljeća.

1. 4. 2026.

https://www.rigzone.com/news/european_commission_approves_7b_italian_state_aid_for_green_hydrogen-01-apr-2026-183348-article/

Započelo snimanje seizmike i istražno bušenje za geotermalni projekt u Donjoj Austriji

Istraživanje, bušenje i prikupljanje seizmičkih podataka provode se istovremeno kao dio kampanje za istraživanje dubokih geotermalnih resurse u saveznoj pokrajini Niederösterreich (Donja Austrija) u Austriji. Kako navodi lokalna elektroprivreda EVN, cilj je do 2035. godine povezati dvije duboke geotermalne elektrane na mrežu centralnog grijanja.

Prvi put najavljena u listopadu 2025., projekt dubokih geotermalnih istraživanja u Donjoj Austriji partnerstvo je između savezne države i EVN-a. Partneri su izjavili da će do 2030. godine uložiti gotovo 100 milijuna eura u projekt, kada se očekuje da će prva geotermalna elektrana biti operativna.

U suradnji sa Sveučilištem u Beču, EVN je već započeo seizmička mjerenja na području od oko 220 četvornih kilometara, obuhvaćajući Achau (okrug Mödling) do Schwechata (okrug Bruck an der Leitha). Za ovu studiju raspoređeno je približno 240 geofona, koji će pasivno mjeriti seizmičku energiju Zemlje kako bi pomogli u stvaranju modela podzemnih slojeva u području istraživanja.

Istovremeno se u Sooßer Lindkogelu u Bad Vöslau (okrug Baden) izvodi istražno bušenje do dubine od 70 metara.

Zamjenik guvernera Stephan Pernkopf prisjetio se da je Donja Austrija prije otprilike 20 godina gotovo u potpunosti ovisila o uvozu energije. Danas je država zelena energetska sila Austrije. Obnovljiva energija sada osigurava 63 % ukupnog grijanja prostora i oko 75 % centralnog grijanja. Prema Pernkopfu, sljedeći korak je duboka geotermalna energija. Nijedna druga austrijska država nema tako veliki potencijal. Donja Austrija tako može postati uzor Austriji, zaključio je Pernkopf.

26. 3. 2026.

<https://www.thinkgeoenergy.com/exploration-drilling-and-surface-surveys-start-for-geothermal-project-in-lower-austria/>



Izvor: ThinkGeoEnergy

U Zsani i Kiskunhalasu, Mađarska, pokrenut geotermalni projekt korištenja toplinske i električne energije

Službeno su započeli građevinski radovi na geotermalnom projektu u Zsani i Kiskunhalasu u županiji Bács-Kiskun u Mađarskoj, koji će opskrbljivati električnom energijom i toplinskom energijom. Ovo će biti prvi geotermalni projekt MVM Zöld Generáció Zrt (MVM Zelena Generacija), podružnice mađarske elektroprivrede MVM Group.

Projekt će uključivati bušenje do dubina od oko 2400 do 2500 metara, gdje se očekuju termalne vode temperature od 140 – 150 °C. To će opskrbljivati elektranu instaliranog kapaciteta od 3,5 do 4,5 MWe. Toplina će se zatim isporučivati u sustav daljinskog grijanja obližnjeg Kiskunhalasa. Lokalni poduzetnici, industrijski sudionici i javne institucije također se mogu pridružiti sustavu grijanja.

Govoreći na svečanosti otvaranja, László Nagy, predsjednik Regulatornog nadzornog tijela (SZTFH), prisjetio se da je proces licenciranja geotermalnih projekata pojednostavljen prije tri godine. „Transformacija regulatornog okruženja učinila je provedbu geotermalnih projekata fleksibilnijom: na inicijativu SZTFH-a ukinut je prethodni, neučinkoviti sustav geotermalnih koncesija,“ rekao je predsjednik. To je izazvalo veliki interes, s 140 prihvaćenih zahtjeva za geotermalne dozvole, od kojih je 80 odobreno.

Prvi ugovor prema novim regulatornim pravilima potpisan je prošle godine za opskrbu geotermalnim grijanjem MTK Sports Parka u Budimpešti.

Ministar energetike Csaba Lantos također je istaknuo da se otprilike 10 % od 674.000 domova u Mađarskoj povezanih na daljinsko grijanje već opskrbljuje geotermalnom energijom. Međutim, proizvodnja geotermalne električne energije i dalje je niska,



Izvor: ThinkGeoEnergy

a projekt Turawell je jedini primjer. Iz tog razloga, ulaganje u kombinirani geotermalni pogon za grijanje i energiju od iznimne je važnosti.

Prije kraja 2025. MVM je najavio ulaganje od 8 milijardi HUF (oko 21 milijun EUR) za geotermalno bušenje i testiranje bušotina, koje će se provoditi na nekoliko lokacija tijekom sljedeće tri godine.

25. 3. 2026.

<https://www.thinkgeoenergy.com/combined-geothermal-heat-and-power-project-launched-in-zsana-and-kiskunhalas-hungary/>

Nova otkrića plinskih ležišta u Libiji

Eni je objavio nova otkrića plina u Libiji u ukupnom iznosu većem od jednog bilijuna kubičnih stopa. Tvrtka je u priopćenju otkrila da je pronašla dva nova polja kao rezultat istraživačke kampanje pokrenute u proteklom mjesecima. Dvije susjedne geološke strukture, Bahr Essalam South 2 (BESS 2) i Bahr Essalam South 3 (BESS 3), uspješno izbušene iz bušotina B2-16/4 i C1-16/4, smještenih otprilike 85 km [52,8 milja] od obale na oko 650 stopa dubine, te 16 km južno od plinskog polja Bahr Essalam.

Objekti bušotina su unutar formacije Metlaoui raskrile intervale s plinom, za koju je tvrtka rekla da je glavni produktivni rezervoar područja. Prikupljeni podaci ukazuju na prisutnost visokokvalitetnog ležišta, s proizvodnim testom ležišta već provedenim na prvoj bušotini. Preliminarne volumetrijske procjene pokazuju da strukture BESS 2 i BESS 3 zajedno sadrže više od trilijun kubičnih stopa plina u ležištu. Blizina polju Bahr Essalam – najvećem offshore polju u zemlji, koje je u funkciji od 2005. – omogućit će brz razvoj kroz povezivanje s postojećim offshore postrojenjima. Proizvedeni plin biti isporučen na domaće tržište Libije i za izvoz u Italiju.

U izjavi objavljenoj na web stranici Libijske nacionalne naftne korporacije (NOC), NOC je najavio značajnu prekretnicu u istraživanju libijskog odoba-

lja“. Ovo slijedi nakon uspješnog završetka bušenja za istraživačku bušotinu C1-16/4 i procjenu bušotine B2-16/4 u strukturama Bahr Essalam 2 i Bahr Essalam 3. Bušenje je proveo Eni North Africa, strani partner, kao dio svojih istraživačkih obveza u području odobalja. Početne procjene ukazuju na prisutnost značajnih zaliha plina, procijenjenih na oko trilijun kubičnih stopa. U priopćenju, NOC je naveo da aktivno radi na hitnom planu razrade za povezivanje dviju bušotina s offshore platformom Bahr Essalam.

„Očekuje se da će ova otkrića dodati oko 130 milijuna kubičnih stopa plina dnevno, povećavajući kapacitet NOC-a da zadovolji domaće i međunarodne tržišne zahtjeve te pomažući u rješavanju eventualnih nestašica plina,“ navodi NOC u priopćenju.

Prema najnovijem statističkom pregledu svjetske energije Instituta za energiju (EI), objavljenom prošle godine, Libija je u 2024. proizvela 14,3 milijarde kubičnih metara prirodnog plina. To je zabilježilo pad od 4,1 posto na godišnjoj razini i 0,3 posto globalne proizvodnje prirodnog plina u 2024., pokazuje izvještaj. Od 2014. do 2024. proizvodnja prirodnog plina u Libiji porasla je godišnje u prosjeku od 1,9 posto, navodi se u izvještaju. EI-ova brojka o plinu isključuje plin koji se spaljuje ili reciklira, a uključuje prirodni plin proizveden za pretvaranje plina u tekućinu.

U drugoj izjavi objavljenoj prošlog tjedna na svojoj web stranici, Eni je najavio „značajno“ otkriće nafte u istraživačkoj bušotini Algaita-01 u bloku 15/06, uz obalu Angole. Nalaz se nalazi otprilike 11 milja od Olombendo FPSO-a, a preliminarne procjene ukazuju na naftu umjesto oko 500 milijuna barela. Bušotina Algaita-01, izbušena 10. siječnja 2026., bušena je brodom Saipem 12000 na dubini vode od 667 metara [1.968 stopa]. Bušotina je raskrila naftne pješčenjake u više gornjomiocenskih intervala, karakterizirane izvrsnim petrofizičkim svojstvima. Sveobuhvatna kampanja prikupljanja podataka, uključujući uzorkovanje fluida, potvrdila je kvalitetu ležišta i karakteristike fluida.

18. 3. 2026.

https://www.rigzone.com/news/new_gas_finds_in_libya_total_more_than_1_tcf-18-mar-2026-183241-article/



Izvor: Rigzone

Chevron osvaja četiri istražna bloka na Mediteranu Grčke

Konzorcij između Chevron Corp i grčke tvrtke Hellenic Energy Holdings SA u ponedjeljak je potpisao ugovore za istraživanje četiri bloka na grčkoj strani Sredozemnog mora.



Izvor: Rigzone

Dva bloka nalaze se na jugu otoka Krete, Južna Kreta 1 i Južna Kreta 2, a dva na poluotoku Peloponez, blok A2 i južno od Peloponeza. Područja obuhvaćaju ukupno oko 47.000 četvornih kilometara (18.146,79 četvornih milja), navodi Hellenic Energy u priopćenju za medije. Sporazumi predviđaju trofazni program istraživanja, Ciljana područja nalaze se u ultra-dubokim vodama – neka iznad 1.500 metara [4.921,26 stopa] dubine mora – s kompleksnim geološkim strukturama“, dodao je Hellenic Energy.

U priopćenju Energetskog diva Chevron iz Houstona, Texas, stoji: „Prema uvjetima ugovora o najmu, konzorcij će u prvoj fazi koncesija dovršiti 2D i 3D seizmička istraživanja, kako bi procijenio potencijal ugljikovodika u područjima.“

Ugovori koncesija istraživanja podložni su ratifikaciji od strane grčkog parlamenta. Chevron posjeduje 70 posto operativnog udjela u konzorciju. Hellenic Energy drži 30 posto.

S druge strane Sredozemnog mora, Chevron je prošlog tjedna objavio da je osvojio kopneni blok u libijskom natječaju za 2025., čime je ušao u ovu sjevernoafričku zemlju. Ugovorno područje 106 nalazi se u slivu rijeke Sirte. Također ovog mjeseca Chevron je osigurao memorandume o razumijevanju za „procjenu prilika“ u Turskoj i Siriji.

Drugdje u mediteranskoj regiji, Chevron upravlja s dva polja prirodnog plina uz obalu Izraela, Leviathan i Tamar. Prošlog mjeseca Chevron i njegovi lokalni partneri dogovorili su konačnu investicijsku odluku od 2,36 milijardi dolara za prvu fazu projekta povećanja proizvodnje u Leviathanu. Očekuje se početak rada u drugoj polovici 2029., a prva faza Faze 1B ima za cilj povećati kapacitet na oko 21 milijardu kubičnih metara (741,61 milijardu kubičnih stopa) godišnje, naveo je član konzorcija NewMed Energy LP. Dana 21. kolovoza 2025. NewMed Energy je objavio da je Ministarstvo energetike i infrastrukture odobrilo fazu 1B.

U ciparskom sektoru Mediterana, Chevron razvija plinsko polje Afrodita. Tvrtka i njezini partneri odobrili su prednji inženjerski dizajn projekta krajem prošle godine.

U Egiptu Chevron je operator na dva istražna bloka. Također je dio zajedničkog pothvata u egipatskom Sredozemlju.

17. 2. 2026.

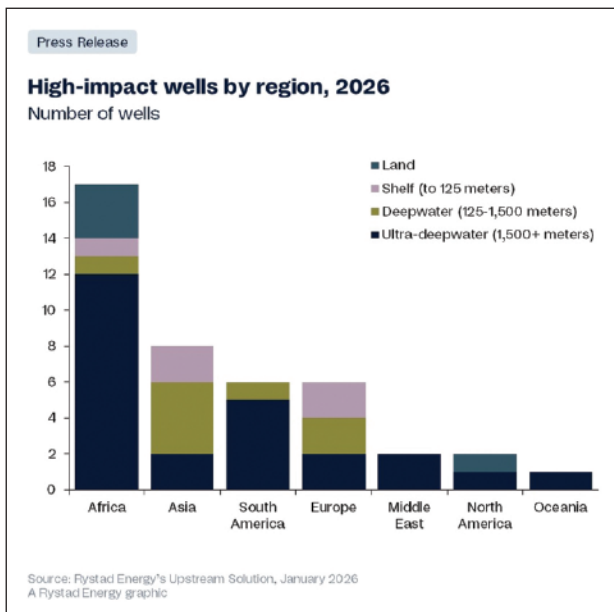
https://www.rigzone.com/news/chevron_wins_four_exploration_blocks_in_greek_mediterranean-17-feb-2026-182997-article/

Afrika će nastaviti pokretati globalne aktivnosti bušenja u 2026.

Upstream sektor očekuje se da će zadržati snažan zamah u 2026., a očekuje se da će aktivnost bušenja visokorizičnih bušotina ostati povišena nakon solidne 2025. godine. Prošle godine, stopa uspješnosti visokoutjecajnih divljih bušotina porasla je na 38 % s 23 % u 2024., dok su ukupne otkrivene količine porasle za 53 % na godišnjoj razini, na oko 2,3 milijarde barela naftnog ekvivalenta (boe), prema istraživanju i analizi Rystad Energyja.

Bušotine se označavaju kao visokoutjecajne na temelju različitih čimbenika: veličine potencijalnih resursa, mogućnosti otvaranja novih područja ugljikovodika u graničnim ili novim bazenima te njihove važnosti za operatera. Očekuje se da će takva aktivnost u 2026. godini povećati zamah istraživanja u određenim bazenima i zemljama, s 42 takve bušotine identificirane globalno. Afrika će nastaviti predvoditi globalne aktivnosti, čineći oko 40 % planiranih visokoutjecajnih istražnih bušotina, uglavnom vođenih duž atlantske obale, dok se očekuje da će se istraživanja usredotočiti na Orange Basin u južnoj Africi i Gvinejski zaljev u zapadnoj Africi, čime se jača uloga regije u globalnom bušenju velikog utjecaja.

Izgledi Rystad Energyja za 2026. godine s velikim utjecajem upućuju na jasnu koncentraciju ultradubokih voda i istraživanja granica. Ultraduboke bušotine čine oko 60 % planiranog bušenja, pri čemu glavne vode te aktivnosti, slijede nacionalne naftne kompanije (NOC) i međunarodni NOC-ovi (INOC), koji zajedno čine 26 %. Očekuje se da će većina bušotina ciljati granična područja, dok će otprilike 5 % biti usmjereno na bazene s prethodnim otkrićima koji bi se mogli razviti u nove proizvodne regije, a još 5 % će testirati potpuno nove bazene. Afrika će igrati središnju ulogu, a sva kopnena bušenja visokog utjecaja u 2026. godini očekuje se na kontinentu, osim nedavno



Izvor: Rystad Energy

najavljene grenlandske bušotine, koja će testirati po-granični Jameson Land.

Ono što vidimo u 2026. godini je jasna promjena u tome gdje su operatori spremni uložiti kapital. Ultra-deepwater i neistražena granična područja i dalje su kapitalno intenzivne, ali također nude potencijal u vrijeme kada su konvencionalne prilike sve ograničene. Afrika se ističe jer i dalje kombinira geološki potencijal s izgledom velikih, komercijalno značajnih otkrića, osobito za operatere koji žele osigurati dugotrajne resurse u sve strožem globalnom okruženju opskrbe.

28. 1. 2026.

<https://www.rystadenergy.com/news/high-impact-oil-gas-wells-2026-upstream-exploration>

MOL će kupiti Gazpromov udio u srpskoj rafineriji

Mol Nyrt. i Gazprom Neft PJSC dogovorili su uvjete dogovora koji će mađarskoj tvrtki omogućiti preuzimanje kontrole nad jedinom rafinerijom nafte u Srbiji, otvarajući put za ukidanje američkih sankcija protiv operatera rafinerije.

Mol će kupiti Gazpromov zajednički udio od 56,2 posto u Naftna Industrija Srbije, NIS, koja je u listopadu pod američkim sankcijama zbog većinskog vlasništva u Rusiji. Dogovor, uz odobrenje američkog Ureda za kontrolu strane imovine i vlade Srbije, mogao bi biti dovršen do 31. ožujka, rekao je Mol, bez otkrivanja kupoprodajne cijene.



Izvor: Rigzone

Mol je u pregovorima s Abu Dhabi National Oil Co. o ulasku u NIS kao manjinski dioničar, rekao je predsjednik i glavni izvršni direktor Mola Zsolt Hernadi u priopćenju. Ujedinjeni Arapski Emirati imaju dugogodišnju suradnju sa Srbijom, pri čemu su nekoliko državnih subjekata uložilo u nekretnine, poljoprivredu i druge poslove.

Srbija također nastoji povećati svoj gotovo 30-postotni udio u NIS-u za 5 postotnih bodova, rekla je srpska ministrica energetike Dubravka Džedović Handanović novinarima u Beogradu.

Mađarska i Srbija sada će tražiti od SAD-a da ukinе sankcije NIS-u. Uvedene su usred niza kazni na više energetske objekata pod ruskom kontrolom nakon moskovske invazije na Ukrajinu 2022. godine.

Sankcije protiv NIS-a – najavljene prije godinu dana, ali na snazi od listopada – zaustavile su isporuke nafte Jadranskim plinovodom iz Hrvatske, prisiljavajući Srbiju da se osloni na hitne pošiljke iz Mola kako bi spriječila nestašicu na pumpama.

Gazprom Neft je 2009. kupio svoj većinski udio u rafineriji NIS-a, dok je srpska vlada zadržala nešto manje od 30 posto. Trgovanje dionicama NIS-a obustavljeno je početkom prošle godine, kada je tržišna kapitalizacija tvrtke iznosila oko 1,2 milijarde dolara.

Osim što je ublažio moguću krizu s gorivom, sporazum pomaže očuvati više od 13.000 radnih mjesta u NIS-u i osigurava da tvrtka ostaje jedan od najvećih doprinositelja državnog proračuna, čineći gotovo 10 posto njezinih prihoda. Osim rafinerije kapaciteta 4,8 milijuna tona godišnje u Pančevu, istočno od Beograda, NIS ima i mrežu maloprodajnih benzinskih postaja u Srbiji, Rumunjskoj i Bosni.

20. 1. 2026.

https://www.rigzone.com/news/wire/mol_to_buy_gazprom_stake_in_sanctioned_serbian_refinery-20-jan-2026-182800-article/

Plin iz Azerbejdžana TAP plinovodom u Austriju i Njemačku

Azerbejdžan je ovog mjeseca počeo opskrbljivati prirodnim plinom Njemačku i Austriju preko Italije koristeći Transjadranski plinovod, priopćila je Državna naftna kompanija Republike Azerbajdžan (SOCAR). Posljedično, broj zemalja koje kupuju azerbejdžanski plin dosegao je 16.

SOCAR, u skladu s plinskom strategijom Republike Azerbejdžan, uspostavljenom pod vodstvom predsjednika Ilhama Alijeva, nastavlja dosljedno širiti svoje aktivnosti oglašavanja plina diljem Europe i Bliskog istoka kako bi proširio portfelj suradnje s kupcima iz različitih zemalja i dodatno ojačao poziciju Azerbejdžana kao pouzdanog dobavljača energije.

Kao dio Južnog plinskog koridora, TAP-om se prenosi plin iz polja Shah Deniz na azerbejdžanskoj strani Kaspijskog mora prema Europi. Plinovod dug 877 kilometara (544,94 milje) povezuje se s Transanatolijskim plinovodom na tursko-grčkoj granici, zatim prelazi sjevernu Grčku, Albaniju i Jadransko more prije nego što pristane u južnoj Italiji. Isporuke na europska tržišta odvijaju se putem izlaznih točaka u Grčkoj i Italiji, kao i preko interkonektora, prema TAP-u, koji je postao punopravni operator prijenosnog sustava nakon što je u prosincu 2020. započeo komercijalni rad.

Prošle godine njemačka državna tvrtka SEFE Securing Energy for Europe GmbH potpisala je ugovor o desetogodišnjoj opskrbi plinom od SOCAR-a. Prva isporuka bila je zakazana za istu godinu.

Godišnja količina postupno će rasti na 15 teravatsati, što je približno 1,5 milijardi kubičnih metara [52,97 milijardi kubičnih stopa].

Prije otprilike četiri godine Azerbejdžan i Europska unija dogovorili su udvostručiti kapacitet Južnog plinskog koridora kako bi se do 2027. opskrbljivalo blok do najmanje 20 milijardi kubičnih metara. Sporazum je sklopljen na temelju memoranduma o razumijevanju o „strateškom partnerstvu u području energije“ objavljenom 18. srpnja 2022.

Prema izjavi TAP-a od 25. studenog 2025., plinovod je od puštanja u rad prevezao više od 52 milijarde kubičnih metara plina u Europu.

TAP je tada objavio: „TAP je također uspješno završio projektne radove na kompresorskoj stanici Kipoi u Grčkoj, za prvu razinu proširenja kapaciteta, što će od 1. siječnja 2026. osigurati dodatnih 1,2 milijarde cm godišnje dugoročnog kapaciteta za Europu.“



Izvor: Rigzone

TAP je podjednako u vlasništvu britanskog BP PLC, španjolskog Enagás SA, belgijskog Fluxys SA, talijanskog Snam SpA i SOCAR-a.

Prošle godine SOCAR i Saipem SpA zajednički su dobili ugovore za projekt vrijedan 2,9 milijardi dolara za povećanje proizvodnje na polju Shah Deniz kojim upravlja BP.

Projekt kompresije omogućit će pristup plinu niskog tlaka i omogućiti proizvodnju dodatnih 50 milijardi kubičnih metara plina i 25 milijuna barela kondenzata, prema BP-u.

Saipem je u priopćenju za medije od 15. listopada 2025. naveo da očekuje početak radova u trećem tromjesečju 2026., a bit će dovršen 2029.

Shah Deniz je započeo s radom 2006. preko Alpha platforme, dok je Bravo platforma započela proizvodnju 2018., prema BP-u.

19. 1. 2026.

https://www.rigzone.com/news/azerbaijan_starts_sending_gas_to_austria_germany_via_tap_pipeline-19-jan-2026-182792-article/

Nakon sedam godina dovršen projekt geotermalnog centralnog grijanja u Szegedu

Ambiciozni projekt geotermalnog daljinskog grijanja u gradu Szegedu u Mađarskoj, koji je započeo još u jesen 2018., sada je službeno dovršen izgradnjom posljednjeg područja grijanja, Rokus II.

Geotermalna energija sada čini dio opskrbe grijanjem za 95 % od 27.000 stanova u Segedinu povezanih na mrežu daljinskog grijanja. Ukupno je izgrađeno devet geotermalnih sustava, koji pokrivaju okruge uključujući Sziler i Tarjan. Lokalna tvrtka centralnog grijanja, Szeged Távfűtő Kft. (SZETAV) uložila je ukupno 5 do 6 milijardi HUF (približno 15 do 18 milijuna



Izvor: Thinkgeoenergy

USD) u posljednjih 8 godina kako bi modernizirala svoje toplane i učinila ih kompatibilnima s geotermalnom energijom.

Geotermalna toplana Rokus crpi zagrijane tekućine s dubine između 1675 i 1950 metara, na temperaturama od 93 – 94 °C i prosječnim protokom od 80 kubičnih metara na sat. Projekt je ukupno koštao 1,7 milijardi HUF, od čega je 60 posto pokriveno sredstvima EU-a.

Prijelaz na geotermalnu energiju smanjio je potrošnju plina u tvrtki za daljinsko grijanje za 10 milijuna kubičnih metara godišnje i smanjio emisije CO₂ za do 20.000 tona godišnje. Gábor Bozsó, tehnički direktor SZETAV-a, navodi da se potrošnja prirodnog plina može dodatno smanjiti finim podešavanjem sustava, poboljšanjem izolacije kuća i korištenjem sustava toplinskih pumpi. Kao što je ThinkGeoEnergy izvijestio 2022. godine, stanovnici Segedina imaju koristi od smanjenih računa za energiju čak i u ranoj fazi razvoja projekta geotermalnog grijanja.

Osim osiguravanja stabilnog izvora održivog grijanja, Geo Hoterm Kft, zajedno s gradskom tvrtkom za centralno grijanje, pokrenuo je projekt koji ima za cilj smanjenje emisija metana iz geotermalnih operacija. Uz podršku Švicarskog fonda, oprema za odvajanje plina bit će instalirana na proizvodnim bušotinama devet geotermalnih sustava koja će odvajati metan od termalnih tekućina. Projekt je planiran za

dovršetak do travnja 2027. i zamjenu dodatnih 1,8 milijuna kubičnih metara prirodnog plina godišnje.

17. 1. 2026.

<https://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-district-heating-project-in-szeged-hungary-officially-completed-after-seven-years/>

OMV osigurava sredstva za postrojenje na zeleni vodik snage 140 MW

OMV AG objavio da je potpisao ugovor o financiranju u vrijednosti od 123 milijuna eura (143,62 milijuna dolara) s državnom bankom Austria Wirtschaftsservice GmbH za projekt obnovljivog vodika snage 140 megavata (MW) u Donjoj Austriji.

Sporazum je uslijedio nakon podrške financiranju od strane Europske banke vodika. Austrijska državna energetska tvrtka ranije je objavila da finalizira ugovor o financiranju s Europskom bankom vodika, platformom za financiranje iz EU Innovation Funda, za širenje lanca vrijednosti zelenog vodika u 27-nacionalnom bloku i partnerskim zemljama. OMV ulaže iznos od nekoliko stotina milijuna eura u projekt Bruck an der Leitha.

Prošle godine OMV i Abu Dhabi Future Energy Co PJSC (Masdar) potpisali su obvezujući sporazum



Izvor: Rigzone

o formiranju zajedničkog ulaganja u elektrolizator u izgradnji, dizajniran za proizvodnju do 23.000 metričkih tona godišnje (MMtpa) vodika.

Očekuje se da će proizvodnja započeti 2027. godine, a bit će najveće postrojenje za zeleni vodik u Austriji i jugoistočnoj Europi te među pet najvećih na kontinentu. Elektrolitski proces postrojenja za razgradnju vode na vodik i kisik planiran je za korištenje energije vjetra, sunca i hidroenergije.

OMV će biti vlasnik 51 posto projekta, a Masdar 49 posto i očekuje se da će formiranje zajedničkog poduzeća završiti početkom 2026.

Postrojenje bi djelomično napajalo rafineriju Schwechat tvrtke OMV kako bi smanjilo emisije ugljika do 150.000 MMtpa, što je oko 10 posto emisija povezanih s proizvodnjom rafinerije.

Postrojenje za vodik i rafinerija, koja ima kapacitet prerade sirove nafte od 9,6 MMtpa, bit će povezani plinovodom dugim 22 kilometra (13,67 milja).

Njemačkoj tvrtki Siemens Energy AG dodijeljen je ugovor za inženjering, nabavu i izgradnju, uključujući isporuku elektrolizne tehnologije postrojenja. Bečka tvrtka STRABAG AG izabrana je za građevinske radove, objavio je OMV 29. rujna najavljujući polaganje kamena temeljca elektrane.

Dana 30. travnja OMV je najavio početak proizvodnje u svom prvom komercijalnom pogonu za zeleni vodik, kapaciteta 1.500 MMtpa u rafineriji Schwechat. Elektrana koristi elektrolizator od 10 MW PEM (polimerna elektrolitska membrana) koji se napaja hidroenergijom, solarnom energijom i energijom vjetra.

Proces smanjuje emisiju 15.000 metričkih tona ugljičnog dioksida (CO₂) godišnje, što je ekvivalentno potrošnji CO₂ kod 2.000 osoba godišnje prema prosjeku Europske unije.

Proizvodnja iz postrojenja za vodik pomoći će smanjenju emisija CO₂ rafinerije i proizvodnju održivijih goriva i kemikalija, uključujući održivo zrakoplovno gorivo i obnovljivi dizel.

8. 1. 2026.

https://www.rigzone.com/news/omv_secures_austrian_funding_for_140_mw_green_hydrogen_plant-08-jan-2026-182715-article/

ExxonMobil ulazi u najznačajniji istražni blok u Grčkoj

Exxon Mobil Corp potpisao je ugovor o stjecanju 60 posto u Bloku 2 u Jonskom moru, čime je otvoren put za bušenje u „najzrelijoj koncesiji“ Grčke, rekao je operator Energean PLC.

Udio tvrtke Energean sa sjedištem u Londonu bit će smanjen s 75 posto na 30 posto. Drugi vlasnik, Hellenic Energy Holdings SA, zadržat će 10 posto, a prodati 15 posto, naveli su oba vlasnika u zajedničkoj online izjavi.

Blok 2 nalazi se u „području značajnog geološkog interesa“ u sjeverozapadnom Jonskom moru, gdje područje koncesija graniči s ekskluzivnom ekonomskom zonom Italije. To je najveća neistraženo offshore područje u Sredozemlju, sa značajnim izgledima za poboljšanje energetske sigurnosti Grčke i šire regije. Blok 2 je najzrelija koncesija u Grčkoj u pogledu spremnosti za istražno bušenje.

Istražno bušenje očekuje se krajem 2026. ili početkom 2027., pod uvjetom da se sva potrebna odobrenja i dozvole dobiju pravovremeno od nadležnih tijela te da se faza istraživanja produži kako bi se osiguralo dovoljno vremena za završetak projekta unutar planiranog roka. Još 2022. godine je prikupljeno više od 2.200 četvornih kilometara 3D seizmičkih podataka. Njihova obrada i interpretacija potvrdili su da



Izvor: Rigzone

je struktura Asoposa najizglednija kao cilj istražnog bušenja. U slučaju otkrića ugljikovodika, ExxonMobil će preuzeti upravljanje tijekom faze razrade.

10. 11. 2025.

https://www.rigzone.com/news/exxonmobil_enters_greek_frontrunner_exploration_block-10-nov-2025-182274-article/

MVM u Mađarskoj pokreće veliku kampanju geotermalnih bušenja

Mađarska državna energetska tvrtka MVM najavila je planove za geotermalna istraživanja u blizini grada Kiskunhalas na jugu Mađarske. Lokalni mediji izvještavaju da će ulaganje ukupno dosegnuti blizu 8 milijardi HUF (oko 21 milijun EUR) i ima za cilj utvrditi mogu li geotermalni resursi u tom području zadovoljiti planirane energetske projekte.

Projekt uključuje bušenje nekoliko dubokih bušotina radi kartiranja podzemlja i procjene održivosti eksploatacije geotermalnih voda. Tvrtka navodi da su radovi još uvijek u fazi istraživanja te da će razvoj projekta ovisiti o rezultatima bušenja i procjenama utjecaja na okoliš. Cilj projekta je procijeniti temperaturu, količinu protoka i dugoročnu održivost kako bi se utvrdila namjena projekta koja će uključivati crpljenje toplinske energije za grijanje ili proizvodnju električne energije. Vremenski okviri za bušenje i evaluaciju još nisu finalizirani.

11. 10. 2025.

<https://www.thinkgeoenergy.com/mvm-launches-major-geothermal-drilling-campaign-in-hungary/>



Izvor: ThinkGeoEnergy

MOL otkrio novo naftno polje

MOL je objavio da su on i O&GD otkrili novo naftno polje na dubini od približno 2.400 metara (7.874 stope) u blizini Galgahéviza, Mađarska. Bušotina Galgahéviz-4 sposobna je proizvesti približno 1.000 barela sirove nafte dnevno, otprilike 0,5 posto proizvodnji ugljikovodika MOL Grupe. Nafta će se prerađivati u Dunavskoj rafineriji u Százhalombatti. Rafinerija Dunav započela je s radom 1965. godine. To je jedna od najvećih rafinerija u srednjoeuropskoj i istočnoeuropskoj regiji s kapacitetom prerade od 165.000 barela dnevno. O&GD i MOL su partneri na projektu u omjeru 51 posto prema 49 posto.

U priopćenju objavljenom na svojoj web stranici još u ožujku, MOL je naveo da je otkrio novo naftno polje blizu Somogysámsona u zapadnoj Mađarskoj. Tijekom istražnog bušenja provedenog u prosincu prošle godine, nafta je pronađena na dubini od 1.250 metara (4.101 stopa). Prema rezultatima ispitivanja, bušotina smještena u naftnom polju Somogysámson može proizvesti 1.200 barela dnevno.

Bušenje bušotine u naftnom polju Somogysámson, nazvane Som-8, započelo je 25. studenog 2024. i završeno je za Božić nakon 33 dana, a ispitivanja u bušotini provedena su do ožujka.

Tijekom sljedećih pet godina tvrtka planira uložiti približno 150 milijardi HUF (448,7 milijuna dolara) u proizvodnju nafte i prirodnog plina u Mađarskoj. MOL je najveći proizvođač ugljikovodika u Mađarskoj, proizvodeći gotovo 1.300 naftnih i plinskih bušotina.

U 2024. godini MOL je osigurao 47 posto sirove nafte za domaće potrebe (gotovo 600 tisuća tona) i gotovo 90 posto prirodnog plina (gotovo 1,5 milijardi m³). Mađarska je najznačajnija u portfelju proizvodnje nafte i plina MOL Grupe, trenutno čini približno 39 posto ukupne proizvodnje.

Dobit MOL Grupe prije oporezivanja dosegla je 236 milijuna dolara u drugom tromjesečju 2025. što predstavlja smanjenje za 56 posto na godišnjoj razini u odnosu na prethodnu godinu.

15. 9. 2025.

https://www.rigzone.com/news/mol_discovers_new_oil_field-15-sep-2025-181802-article/

Crna Gora u suradnji s kompanijom JERA razmatra izgradnju LNG terminala i elektrane

Crna Gora i JERA Co Inc potpisali su memorandum o razumijevanju (MoU) za ocjenu provedivosti terminala za ukapljeni prirodni plin (LNG) i pripadajuću plinsku elektranu.

Prema ovom memorandumu, JERA i vlada Crne Gore provest će sveobuhvatnu studiju izvedivosti koja pokriva tehničku, komercijalnu i financijsku održivost predloženog LNG terminala i pripadajućeg projekta razvoja plinske elektrane.

Godine 2023. crnogorska vlada najavila je sličan sporazum s kanadskom tvrtkom Enerflex Ltd. i Wethington Energy Innovation LLC sa sjedištem u Sjedinjenim Državama. Memorandum o razumijevanju s Enerflexom i Wethingtonom planirao je LNG terminal u luci Bar. Namjera je bila provedba dva energetska infrastrukturna projekta: izgradnju fiksnog terminala za uvoz ukapljenog prirodnog plina u Crnu Goru te njegovo daljnje skladištenje, uplinjavanje i transport; te izgradnju termoelektrane na plin u Crnoj Gori, navodi se u vladinom priopćenju za medije od 12. svibnja 2023.

U prosincu 2021. državna elektroprivreda Crne Gore AD Niksic (EPCG) potpisala je memoran-



Izvor: Rigzone

dum o razumijevanju sa singapurskom LNG Alliance Pte Ltd za zajedničku studiju potencijalnih plinskih elektrana u Baru i Podgorici. Plin za obje elektrane nabavljao bi se iz terminala LNG-a u luci Bar, za čiju bi izgradnju bila zadužena tvrtka LNGALL. Zatim bi se razmotrilo nekoliko različitih opcija transporta LNG-a/plina iz luke Bar do Podgorice, uključujući i plinovod.

12. 9. 25.

https://www.rigzone.com/news/montenegro_taps_jera_for_potential_lng_terminal_and_power_projects-12-sep-2025-181773-article/

INTERVIEW



Intervju Ivica Arar, predsjednik Uprave Plinacra

Plinacro se od nacionalnog operatora razvio u regionalnu tvrtku koja upravlja jednom od strateških energetske infrastrukture u Hrvatskoj

■ Dopustite da na početku razgovora Plinacru čestitamo 25 godina uspješnog poslovanja i ustvrdimo kako je zahvaljujući kontinuiranim investicijskim ulaganjima, modernizaciji i digitalizaciji Plinacro danas vodeća nacionalna kompanija plinskog transportnog sustava koja, osim što pokriva gotovo cjelokupan teritorij Republike Hrvatske, osigurava ključne uvozne i izvozne pravce i integraciju LNG terminala na otoku Krku u europsko plinsko tržište. Kako biste ocijenili protekla dva i pol desetljeća razvoja Plinacra?

Kada pogledamo proteklih 25 godina, rekao bih da je Plinacro prošao put od nacionalnog operatora koji je naslijedio funkcionalan, ali ograničen sustav, do tvrtke koja danas upravlja jednom od ključnih energetske infrastrukture u Hrvatskoj. U početku je sustav bio snažno vezan uz sjever Hrvatske, domaću proizvodnju i jedan dominantan uvozni pravac. Danas govorimo o tehnološki naprednoj, dobro povezanoj i tržišno integriranoj mreži koja Hrvatskoj daje puno veću sigurnost i fleksibilnost.

Ono što je pritom najvažnije jest da taj razvoj nije bio stihijski. Iza njega stoje jasni investicijski ciklusi, dugoročno planiranje, modernizacija nadzora i upravljanja te stalno prilagođavanje novim okolnostima na tržištu plina. Od plinifikacije novih dijelova zemlje, preko povezivanja s Mađarskom i Slovenijom, prve kompresorske stanice na plinskome transportnom sustavu, do terminala za UPP na Krku i današnjih velikih ulaganja, Plinacro je u svakom razdoblju imao jasnu zadaću: povećati sigurnost opskrbe i učiniti hrvatski sustav otpornijim.



Ivica Arar

■ U početku djelovanja Plinacra njegovim se magistralnim plinovodom uglavnom transportirao domaći i ruski plin. Danas se to u potpunosti promijenilo u smislu neovisnosti Hrvatske od ruskog plina. Umjesto istočnog pravca dobave plina Hrvatska je u kratkom vremenu diversificirala dobavne pravce i time osigurala neovisnost i stabilnost opskrbe tim važnim energentom. To je bilo vidljivo i u vremenima energetske neizvjesnosti i geopolitičkih napetosti poput agresije Rusije na Ukrajinu, rata u Iraku... Što je bilo ključno u postignuću te neovisnosti i otpornosti Hrvatske na energetske krize?

Ključ je bio u tome da se na vrijeme počelo graditi sustav koji ne ovisi samo o jednom pravcu i jednom izvoru. Hrvatska je najprije dobila drugi dobavni pravac preko Mađarske, zatim su osigurani dvosmjerni tokovi prema susjednim sustavima, izgrađena je kompresorska stanica u Velikoj Ludini, a potom je



“ U proteklih 25 godina Plinacro je prošao put od nacionalnog operatora koji je naslijedio funkcionalan, ali ograničen sustav, do tvrtke koja danas upravlja jednom od ključnih energetske infrastrukture u Hrvatskoj.

terminal za UPP na Krku povezan s kopnenim transportnim sustavom.

Time smo dobili nešto što se u kriznim vremenima pokazalo presudnim: mogućnost izbora. Kada imate više ulaznih pravaca, mogućnost prihvata UPP-a s globalnog tržišta i interkonekcije koje mogu raditi dvosmjerno, tada sustav postaje mnogo otporniji na poremećaje. Upravo se to pokazalo nakon ruske agresije na Ukrajinu. Hrvatska se vrlo brzo mogla osloniti na terminal za UPP i vlastitu transportnu infrastrukturu, a istodobno pomoći i susjednim tržištima.

■ Od 2001. do danas Plinacro je najprije razvijao nacionalnu mrežu plinovoda da bi potom Hrvatskoj osigurao ulogu važnog regionalnog energetskog

čvorišta srednje i jugoistočne Europe. U proteklih 25 godina Plinacro je imao čak četiri investicijska ciklusa. Počet ćemo s prvim investicijskim ciklusom koji je trajao od 2001. do 2006. godine. Kolika su bila ulaganja i u koje plinovode i prateće objekte tijekom toga ciklusa?

Prvi investicijski ciklus bio je, rekao bih, temelj svega što je kasnije uslijedilo. Tada se gradila nova okosnica transportnog sustava, jačao prihvati domaće proizvodnje i otvarao prostor za ravnomjerniju plinifikaciju Hrvatske. Posebno važan bio je plinovod Pula – Karlovac, dug 191 kilometar, koji je omogućio izravno

“ Plinifikacijom novih dijelova zemlje, povezivanjem s Mađarskom i Slovenijom, izgradnjom prve kompresorske stanice na plinskome transportnom sustavu te terminala za UPP na Krku Plinacro je povećao sigurnost opskrbe, a plinski sustav učinio otpornijim.

uključivanje plina iz sjevernog Jadrana u hrvatski sustav. Podsjetit ću da je do izgradnje tog plinovoda sav hrvatski plin iz sjevernog Jadrana transportiran u Italiju i potom zaobilaznim, skupljim putem preko Slovenije dolazio u Hrvatsku.

Uz taj projekt izgrađeni su i važni pravci Lučko – Ivanja Reka, Zagreb istok – Kutina, Kutina – Slavonski Brod, Slobodnica – Slavonski Brod, Belišće – Osijek, Nova Kapela – Požega i Bjelovar – Žabno, kao i regionalni pravci Bolman – Beli Manastir i Dobrovac – Omanovac. To nisu bili samo kilometri novih cijevi; time se stvarala sigurnija i stabilnija opskrba za dijelove zemlje koji su do tada bili slabije povezani. Ukupna vrijednost projekata u tom ciklusu, uključujući završetak preostalih objekata do kraja 2007., iznosila je oko 227,5 milijuna eura.

■ **Koje su glavne karakteristike ulaganja u drugom investicijskom ciklusu Plinacra koji je trajao od 2007. do 2013. godine?**

Drugi investicijski ciklus donio je ono što bih nazvao punim nacionalnim dosegom sustava. U tom razdoblju plin se snažnije približio Istri, Lici i Dalmaciji. Sustav Like i Dalmacije gradio se etapno, od Bosiljeva prema Josipdolu, Gospiću, Benkovcu i Dugopolju, uz niz od-

“Iza razvojnog puta Plinacra stoje dugoročno planiranje, značajni investicijski ciklusi, modernizacija nadzora i upravljanja te stalno prilagođavanje novim okolnostima na tržištu plina.

vojaka prema Otočcu, Obrovcu, Biogradu, Tisnom i Trogiru. Uz to su izgrađeni i regionalni pravci Benkovac – Zadar i Šibenik – Knin, a plinovodom Vodnjan – Umag zaokružena je magistralna plinifikacija Istre.

Drugi veliki iskorak bila je interkonekcija s Mađarskom. Izgradnjom pravaca Slobodnica – Donji Miholjac i Dravaszerdahely – Donji Miholjac Hrvatska je dobila novi uvozni pravac, što je bitno povećalo sigurnost opskrbe. Ukupna vrijednost projekata drugog ciklusa bila je oko 460 milijuna eura, a zajedno s prvim ciklusom izgrađeno je gotovo 1100 kilometara novih plinovoda. To je trajno promijenilo energetske karte Hrvatske.

■ **Regionalna integracija UPP povezivanja i dvosmjerni tokovi te ulaz na globalno LNG tržište obilježja su trećeg investicijskog ciklusa Plinacra koji**



“U prvom investicijskom ciklusu u kojem je uloženo 227 milijuna eura izgrađena je, uz ostalo, nova okosnica transportnog sustava, plinovod Pula-Karlovac, koji je omogućio prihvrat domaće proizvodnje iz podmorja Jadrana te ravnomjerniju plinifikaciju Hrvatske.

se realizirao u razdoblju od 2018. do 2021. Koji objekti su izgrađeni u okviru tog investicijskog ciklusa i koja je njihova ključna uloga?

Treći investicijski ciklus bio je trenutak u kojem se uloga hrvatskog sustava počela još snažnije širiti iz nacionalne u regionalnu. Najprije je izgrađena kompresorska stanica u Velikoj Ludini, prva takva stanica u našem transportnom sustavu. Ona je omogućila bolje upravljanje tlakovima, transport većih količina plina i snažniju tranzitnu funkciju, posebno prema Mađarskoj.

Drugi važan projekt bila je rekonstrukcija pravca Rogatec – Zabok, kojom je omogućen dvosmjerni protok prema Sloveniji. A središnji projekt tog ciklusa bio je plinovod Zlobin – Omišalj, kojim je terminal za UPP na Krku spojen s kopnenim sustavom. Time je Hrvatska dobila izravan pristup globalnom tržištu UPP-a. To je bio velik strateški iskorak jer se terminal na Krku od prvog dana nije gledao samo kao hrvatski projekt, nego i kao važan doprinos sigurnosti opskrbe srednje i jugoistočne Europe.

■ Kada je riječ o aktualnom investicijskom ciklusu Plinacra koji je počeo 2022. godine u fokusu je izgradnja i puštanje u rad čak četiri magistralna plinovoda na dionicama: Zlobin – Bosiljevo, Bosiljevo-Sisak, Kozarac-Sisak i Zabok-Lučko. Izgradnjom i puštanjem u rad spomenutih plinovoda kapacitet

“Drugi investicijski ciklus tijekom kojega je izgrađeno gotovo 1100 km novih plinovoda i uloženo 460 milijuna eura donio je puni nacionalni doseg sustava. U tom razdoblju plin se snažnije približio Istri, Lici i Dalmaciji, a izgrađena je i interkonekcija s Mađarskom.

terminala za UPP na otoku Krku dosegnut će 6,1 mlrd. m³, a izvozni kapaciteti prema Mađarskoj i Sloveniji višestruko će porasti. Ova četiri plinovoda dio su projekta „Povećanje kapaciteta LNG terminala na otoku Krku te jačanje plinske infrastrukture“ financiranog bespovratnim sredstvima iz Mehanizma za oporavak i otpornost EU. Prvi plinovod Zlobin – Bosiljevo pušten je u probni rad početkom 2025. godine. Kakav je značaj, odnosno uloga tog plinovoda dugačkog 58 kilometara?

Zlobin – Bosiljevo je prva ključna dionica nove okosnice kojom se plin s terminala za UPP na Krku može snažnije usmjeravati prema unutrašnjosti Hrvatske i dalje prema susjednim tržištima. Riječ je o plinovodu DN 800, radnog tlaka 100 bara, dugom 58 kilometara. Njegovim dovršetkom stvoren je preduvjet za daljnje povećanje kapaciteta terminala na otoku Krku.

Važno je naglasiti da taj plinovod nije samo jedna izolirana dionica. On je početak šireg sustava koji povezuje Omišalj, Zlobin, Bosiljevo, Sisak i Kozarac, a zatim i pravce prema Mađarskoj i Sloveniji. Puštanjem u probni rad početkom 2025. napravljen je prvi konkretan korak u aktualnom investicijskom ciklusu, koji je po opsegu i važnosti jedan od najvećih u povijesti Plinacra.

Posebno treba istaknuti potporu Vlade Republike Hrvatske, koja je prepoznala stratešku važnost ovog investicijskog ciklusa te Plinacru dodijelila 533 milijuna eura bespovratnih sredstava za izgradnju četiriju magistralnih plinovoda ukupne duljine 216 kilometara. Ta je potpora ključna za provedbu jednog od najvažnijih infrastrukturnih projekata u povijesti Plinacra i na njoj smo Vladi RH osobito zahvalni.

■ Možete li nam reći koje su glavne karakteristike, odnosno kakva je dinamika radova na plinovodu Zabok – Lučko koji prolazi kroz čak tri županije i dio je buduće interkonekcije sa Slovenijom?

Plinovod Zabok – Lučko važan je prije svega zbog budućeg jačanja interkonekcije sa Slovenijom. On nadograđuje postojeći pravac Lučko – Zabok – Rogatec i dio je šireg koncepta kojim se želi povećati kapacitet prema Sloveniji. Plinovod je projektiran kao DN 700, radnog tlaka 75 bara, dug je oko 36 kilometara i prolazi kroz zahtjevno područje više županija.

Njegova će uloga biti vrlo konkretna: omogućit će znatno veći transport plina prema slovenskom sustavu. U ovoj prvoj fazi novoizgrađeni magistralni plinovod omogućit će veću fleksibilnost upravljanja postojećim



“Treći investicijski ciklus bio je trenutak u kojem se uloga hrvatskog sustava počela snažnije širiti iz nacionalne u regionalnu. Izgrađena je kompresorska stanica u Velikoj Ludini i rekonstruiran plinovod Rogatec – Zabok. Osim toga izgrađen je plinovod Zlobin – Omišalj, kojim je terminal za UPP na Krku spojen s kopnenim sustavom. Time je Hrvatska dobila izravan pristup globalnom tržištu UPP-a.

transportnim kapacitetima te povećanje kapaciteta prema Sloveniji sa sadašnjih 260 na 876 milijuna kubičnih metara plina, pri čemu će se dovršetkom preostalih plinovoda obuhvaćenih ovim investicijskim ciklusom, Kozarac – Sisak i Bosiljevo – Sisak, u ovisnosti o uvjetima uzvodnog tlaka, dosegnuti kapacitet od gotovo 1,5 milijardi kubičnih metara plina godišnje. Time se povećava ne samo sigurnost opskrbe Slovenije nego i regionalna vrijednost hrvatskog transportnog sustava, osobito u kontekstu terminala za UPP na Krku. Krajem svibnja pustili smo ga u probni rad.

■ **Kakva je dinamika radova na trećoj dionici plinovoda Kozarac – Sisak?**

Kozarac – Sisak je kraća, ali vrlo važna dionica za otpremu plina s terminala za UPP prema kontinentalnom dijelu Hrvatske i Mađarskoj. Plinovod je DN

800, radnog tlaka 100 bara, dug oko 20 kilometara, a planiran je za izgradnju i puštanje u uporabu u okviru aktualnog investicijskog ciklusa.

Njegova se važnost najbolje vidi kada ga gledamo zajedno s plinovodom Bosiljevo – Sisak. Te dvije dionice čine jedinstvenu cjelinu kojom se omogućuje da veće količine plina iz smjera Krka dođu do postojećih pravaca prema Mađarskoj. Time se jača unutarnja protočnost sustava i povećava izvozni kapacitet prema Mađarskoj, što je važno i za Hrvatsku i za širu regiju. Istaknuo bih kako smo s zadovoljnim dinamikom kojom se odvijaju radovi. Zavarena je skoro cjelokupna duljina plinovoda te je u rov položeno gotovo 90 % plinovoda.

■ **Spomenimo i četvrti plinovod Bosiljevo – Sisak, koji je ujedno i najduži i koji zajedno s plinovodom Kozarac – Sisak čini cjelinu, – kako ste rekli – od-**



“Posebno treba istaknuti potporu Vlade RH, koja je prepoznala stratešku važnost četvrtog investicijskog ciklusa te Plinacru dodijelila 533 milijuna eura bespovratnih sredstava za izgradnju četiriju magistralnih plinovoda ukupne duljine 216 kilometara.

nosno priprema plinsku mrežu za veće protoke iz smjera Krka prema kontinentalnom dijelu i prema granicama. Kakve su aktivnosti na tom plinovodu?

Bosiljevo – Sisak je najveća i najzahtjevnija dionica u ovom paketu. Riječ je o plinovodu DN 800, radnog tlaka 100 bara, duljine oko 102 kilometra. Zbog svoje duljine i položaja on ima središnju ulogu u povezivanju plina s Krka s kontinentalnim dijelom Hrvatske.

Kada se Bosiljevo – Sisak poveže s dionicom Kozarac – Sisak, dobivamo novu transportnu okosnicu koja omogućuje veće protoke prema Mađarskoj i dalje prema srednjoj i istočnoj Europi. To je posebno važno u vremenu kada se od plinske infrastrukture očekuje mnogo veća fleksibilnost. Ovaj projekt nije samo odgovor na aktualne potrebe tržišta, nego i ulaganje u dugoročnu sigurnost i otpornost sustava.

Podsjetio bih kako je trasa ovog plinovoda zahtjevnija jer prolazi kroz brdoviti teren. Dosegnuli smo vrlo bitnu točku u izgradnji, a to je priprema radnog pojasa u cjelokupnoj dužini te se, sukladno planu, provodi nizanje i zavarivanje cijevi plinovoda. Očekujemo da će plinovod biti završen u ugovorenim rokovima.

Završetkom tih radova kapacitet prema Mađarskoj povećat će se s postojećih oko 1,7 milijardi m³ godišnje na približno do 3,5 milijardi m³ godišnje, ovisno o uvjetima uzvodnog tlaka. Time se dodatno

otvara prostor za veći transport plina s terminala za UPP na Krku prema srednjoj i istočnoj Europi.

■ Desetogodišnjim razvojnim planom Plinacra predviđena je daljnja diversifikacija dobavnih pravaca i ulaganja u izgradnju novih interkonekcija sa Slovenijom i sa Srbijom. Što je cilj tih budućih investicijskih ulaganja?

Cilj je vrlo jasan: Hrvatsku dodatno pozicionirati kao sigurnu, pouzdanu i fleksibilnu energetska poveznicu u ovom dijelu Europe. Interkonekcije sa Slovenijom i Srbijom znače više mogućnosti za transport plina, više dobavnih pravaca i veću sigurnost opskrbe u redovnim i kriznim okolnostima.

Kod Slovenije je naglasak na povećanju kapaciteta i boljem povezivanju s europskim tržištem, osobito u kontekstu terminala za UPP na Krku. Kod Srbije se otvara mogućnost novog pravca koji bi, osim regionalne dimenzije, imao i važan učinak za sigurnost opskrbe istočne Slavonije. Takvi projekti pokazuju da plinska infrastruktura više nije samo nacionalno pitanje. Ona je dio šire europske energetske sigurnosti. Izgradnjom interkonekcija sa susjednim državama ne samo da se pojačava sigurnost regionalne opskrbe plinom, nego se ostvaruje jedan od ciljeva iz Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu a to je povećanje transporta plina preko hrvatskog plinskog transportnog sustava i učinkovitost samog sustava.

■ Osim plinovoda ulažete i u SCADA sustav daljinskog nadzora i upravljanja u stvarnom vremenu te u SUKAP sustav upravljanja transportnim kapacitetima i tržišnim procesima, koja su usklađena s propisima EU i RH. Jesu li ta ulaganja jednako važna kao i ona u plinovode?

Apsolutno jesu. Plinovodi su vidljivi dio sustava, ali bez digitalnih i nadzorno-upravljačkih sustava ne bi bilo moguće sigurno, transparentno i učinkovito

“Energetska tranzicija za nas nije pitanje hoće li se sustav mijenjati, nego kako ga na vrijeme pripremiti za nove uvjete. Zato već danas moramo razmišljati o vodik, biometanu i drugim niskougljičnim ili obnovljivim plinovima.

upravljati tako složenom infrastrukturu. SCADA omogućuje da u stvarnom vremenu pratimo tlakove, protoke, stanje objekata i alarmna stanja te da se operativne odluke donose brzo i pouzdano.

SUKAP je jednako važan na tržišnoj i komercijalnoj strani. Kroz njega se upravlja kapacitetima, nominacijama, podacima o preuzetim i isporučenim količinama, kvalitetom plina i informacijama za korisnike sustava. Drugim riječima, fizička infrastruktura i digitalni sustavi danas čine jednu cjelinu. Sigurnost opskrbe više se ne može promatrati samo kroz kilometre plinovoda, nego i kroz kvalitetu upravljanja podacima, komunikacijama i brzim odgovorima na sve kompleksnije tržišne zahtjeve.

■ **Zbog značajnog smanjenja tarifa i pada prihoda Plinacro se 2020. godine našao pred izazovom racionalizacije poslovanja. Nakon toga, slijedilo je razdoblje novih tarifnih stavki. Kako ste premostili vrijeme smanjenih tarifa te kakvo je novo regulatorno razdoblje?**

Kao što znate, Plinacro obavlja reguliranu djelatnost i gotovo sve prihode ostvaruje kroz uslugu transporta plina. Ti se prihodi temelje na dozvoljenom prihodu i

“ Južna interkonekcija s Bosnom i Hercegovinom važan je projekt jer otvara mogućnost novog dobavnog pravca i znatno veće sigurnosti opskrbe za BiH.

tarifnim stavkama koje određuje Hrvatska energetska regulatorna agencija.

U razdoblju 2017. i krajem 2018. godine tarife za transport plina smanjene su u dva navrata, svaki put po 20 posto, što je imalo vrlo ozbiljne posljedice na poslovanje Društva. Kako bismo očuvali financijsku stabilnost, u 2019. godini prodali smo dio imovine, a u 2020. dodatno se zadužili kako bismo mogli realizirati jedan od strateški najvažnijih projekata — izgradnju plinovoda Zlobin – Omišalj, odnosno povezivanje terminala za UPP na Krku s transportnim sustavom.

Unatoč ograničenim financijskim mogućnostima, Plinacro je u tom razdoblju uspio održati sigurnost i pouzdanost transportnog sustava na zadovoljavajućoj razini. Međutim, treba jasno reći da takve okolnosti nisu omogućavale akumuliranje sredstava potrebnih za opsežnije održavanje postojećeg, već dobrim





Plinovodi su vidljivi dio sustava, ali bez digitalnih i nadzorno-upravljačkih sustava ne bi bilo moguće sigurno, transparentno i učinkovito upravljati tako složenom infrastrukturom.

dijelom starijeg 50-barskog sustava, koji je i dalje okosnica domaće potrošnje plina, niti za snažniji razvoj novih projekata.

Hrvatska energetska regulatorna agencija krajem 2025. godine napravila je određeni pozitivan iskorak u određivanju dozvoljenog prihoda i tarifnih stavki za transport plina. To je svakako korak u dobrom smjeru, ali smatramo da još uvijek nije dovoljan za dugoročno kvalitetno održavanje postojećeg sustava i daljnji razvoj Plinacrova poslovanja.

Naše je očekivanje da se u budućnosti kod određivanja dozvoljenog prihoda ponovno dosljedno primjenjuju europska pravila i najbolja regulatorna praksa. Samo tako Plinacro može dugoročno održavati postojeći transportni sustav na potrebnoj razini sigurnosti i pouzdanosti te istodobno razvijati novu infrastrukturu u skladu sa zakonskim obvezama i Strategijom energetskog razvitka Republike Hrvatske.

■ **Na summitu u Dubrovniku održanom koncem travnja ove godine Hrvatska i BiH su potpisale sporazum o Južnoj interkonekciji – izgradnji plinovoda od Dugopolja do Zagvozda pa prema Imotskom i BiH. Riječ je o projektu od strateškog značenja za BiH, uz snažnu potporu američke administracije i investitora. Time se diversificira opskrbu plinom u BiH i stvaraju preduvjete za plinifikaciju Federacije BiH, teritorija na kojem žive Hrvati. Što nam možete reći o tom projektu, odnosno kojom plinskom infrastrukturom bi se trebale spojiti dvije zemlje?**

Južna interkonekcija s Bosnom i Hercegovinom važan je projekt jer otvara mogućnost novog dobavnog pravca i znatno veće sigurnosti opskrbe za BiH, posebno za područje Federacije BiH. Hrvatski dio tog povezivanja oslanja se na pravac Split – Zagvozd te zatim Zagvozd – Imotski – Posušje. Time bi se hrvatski transportni sustav povezao s planiranom novom plinskom infrastrukturom u FBiH.

Za Hrvatsku je taj projekt važan jer dodatno potvrđuje regionalnu ulogu našeg sustava. Za Bosnu i Hercegovinu on znači mogućnost diversifikacije opskrbe i stvaranje preduvjeta za plinifikaciju područja koja danas nemaju razvijenu plinsku infrastrukturu. To je dobar primjer kako ulaganja u plinovode nisu

samo tehnički projekti, nego i projekti energetske sigurnosti, gospodarskog razvoja i regionalne suradnje.

■ **Zelenim planom iz 2020. Europa se kroz preobrazbu gospodarskog modela transformira u klimatski neutralno, pravedno i prosperitetno društvo. Energetska tranzicija prema potpunoj dekarbonizaciji uključuje smanjenje emisija stakleničkih plinova, promicanja obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti te podrazumijeva polako napuštanje plina kao tranzicijskog goriva. Kako gledate na dekarbonizacijske politike Europske unije u smislu potencijala za budući transport vodika i biometana te kakvi su planovi Plinacra u svezi toga?**

Energetska tranzicija za nas nije pitanje hoće li se sustav mijenjati, nego kako ga na vrijeme pripremiti za nove uvjete. Prirodni plin još će određeno vrijeme imati važnu tranzicijsku ulogu, ali jasno je da se europski energetski sustav kreće prema dekarbonizaciji. Zato već danas moramo razmišljati o vodik, biometanu i drugim niskougljičnim ili obnovljivim plinovima.

U prvoj fazi realno je očekivati lokalna rješenja, primješavanje vodika u ograničenim udjelima i razvoj projekata ondje gdje su proizvodnja i potrošnja blizu. Dugoročno će biti potrebna i namjenska vodikova infrastruktura te moguća prenamjena dijela postojećih koridora. Plinacro se zato uključuje u europske procese vezane uz vodikovu infrastrukturu, prati razvoj tehnologije i regulative te planira sustav tako da današnja ulaganja budu spremna i za buduće oblike energije.

■ **Sredinom travnja ove godine objavljena je nova PCI-PMI lista kroz Delegiranu uredbu Komisije, kojom se definiraju projekti od zajedničkog i uzajamnog interesa na razini Europske unije. Na toj se listi našao i projekt Pametne plinske mreže Hrvatske i Slovenije. O kakvom se projektu radi i što će se postići njegovom realizacijom?**

Riječ je o projektu koji priprema hrvatski i slovenski plinski sustav za budućnost u kojoj će se transportirati ne samo prirodni plin, nego i mješavine s vodikom,



biometan i drugi dekarbonizirani plinovi. U praksi to znači ulaganje u pametniju mrežu, bolju mjernu opremu, digitalne sustave, senzore, kromatografe spremne za vodik te sustave za praćenje kvalitete plina i emisija.

Važnost tog projekta je u tome što energetska tranzicija neće uspjeti ako infrastruktura ne bude dovoljno pametna i prilagodljiva. Moramo znati što ulazi u sustav, kakve je kvalitete plin, kako se miješa, kojim smjerom teče i kako sve to sigurno nadzirati. Projekt Pametne plinske mreže Hrvatske i Slovenije upravo tome služi: da postojeći sustavi postanu spremniji za dekarbonizirane plinove i za prekogranično upravljanje novim energetske tokovima.

■ **Energetske kompanije sve su više metom kibernetičkih napada čime kibernetička sigurnost dobiva sve važniju ulogu i postaje prioritet. Koje su**

dosadašnje aktivnosti Plinacra na tom području te što planirate u sljedećem razdoblju?

Kibernetička sigurnost danas je jedan od ključnih elemenata sigurnosti kritične infrastrukture. Energetske kompanije sve su češća meta napada i zato se zaštita informacijskih i procesnih sustava ne može promatrati kao dodatna aktivnost, nego kao sastavni dio redovnog poslovanja.

Plinacro je već uspostavio Nadzorno-operativni centar za tehničku zaštitu objekata, a kibernetička sigurnost razvija se kroz tehničke mjere, edukaciju zaposlenika, provjere incidentnih scenarija i stalno unaprjeđenje procedura. U idućem razdoblju naglasak će biti na daljnjem jačanju mrežne i komunikacijske infrastrukture, naprednoj sigurnosnoj analitici, forenzici incidenata, zaštiti podatkovnih centara i boljoj otpornosti procesnih sustava. U ovom području nema završene priče; sigurnost se mora stalno nadograđivati.

■ **Naposljetku, možete se ukratko osvrnuti na Mrežna pravila transportnog sustava. Da li su ona u potpunosti usklađena s praksom u drugim članica Europske unije?**

Mrežna pravila transportnog sustava temelj su transparentnog i nediskriminirajućeg pristupa sustavu. Ona uređuju način korištenja transportnih kapaciteta, nominacije, uravnoteženje, upravljanje zagušenjima, sekundarno trgovanje kapacitetima i druga pitanja koja su važna za svakodnevno funkcioniranje tržišta plina.

Možemo reći da su u svim elementima usklađena s europskom praksom. Hrvatski sustav primjenjuje tržišna pravila koja su usporediva s pravilima u drugim državama članicama Europske unije, a korisnicima se kroz informacijske sustave omogućuje transparentan pristup podacima i postupcima. Naravno, pravila se moraju stalno prilagođavati novoj regulativi i tržišnim okolnostima, ali njihov osnovni cilj ostaje isti: siguran i pouzdan transport plina te jednak pristup transportnom sustavu za sve korisnike.

Razgovarala: Stefanija Novak-Zoroe

STIR
FIRE
BRAND
W

Naftni i plinski sektor Republike Hrvatske – energetska i ekonomska potencijala, strateški značaj kroz desetljeća prošlosti i budućnosti

Croatia's oil and gas sector – energy and economic potential, strategic importance over the past and future decades

Michaela Julijana Vranješ,
dipl. nov.
mjvranješ@gmail.com

dr. sc. Gordana Sekulić, dipl. oec.
energetski analitičar
gordana2013@gmail.com



Ključne riječi: Republika Hrvatska, naftni i plinski sektor, energetska i ekonomska potencijala

Keywords: Republic of Croatia, oil and gas sector, energy and economic potentials



Sažetak

Naftni i plinski sektor kao strateški važan dio gospodarstva Republike Hrvatske kako sa sigurnosno-energetskog tako i ekonomskog aspekta razvijaju se sporije od ukupnog gospodarstva uz strukturne promjene tako da se udjel sektora u ukupnim prihodima gospodarstva smanjio na 6,5 %. Pritom se ekonomski potencijal proizvodnih djelatnosti relativno smanjivao u odnosu na ukupan naftni i plinski sektor uglavnom kao posljedica smanjenja proizvodnje i rezervi nafte i plina. Djelatnosti trgovine i distribucije te cjevovodnog transporta rasle su ubrzano zahvaljujući ulaganjima u naftnu i plinsku infrastrukturu čime su stvorene mogućnosti uvoza iz brojnih destinacija te intenziviranje izvoza. Profitabilnost ukupnog sektora u 2024. bila je znatno manja od prosječne profitabilnosti gospodarstva pa se to može smatrati ograničenjem razvoja. Pritom je najveća stopa neto dobiti u cjevovodnom transpor-

tu, a najmanja u distribuciji plinovitih goriva. Radni potencijal naftnih i plinskih djelatnosti u ukupnim zaposlenima gospodarstva Republike Hrvatske iznosi 1,4 % u 2024. uz snažan pad od 2010. i to posebno u proizvodnji naftnih derivata, distribuciji plinovitih goriva, trgovini na malo gorivima te vađenju nafte i plina s pomoćnim djelatnostima.

Svrha rada bila je istražiti neka relevantna područja i aspekte razvoja energetskog i ekonomskog potencijala naftnog i plinskog gospodarstva od 1995. do 2024./2025. i predviđanja do 2030. – 2050. te prikazati strateške događaje, čimbenike i igrače koji na to utječu. Stoga su u radu obuhvaćeni: strukturne promjene i trendovi na tržištu nafte i plina; ekonomski i radni potencijali naftnih i plinskih djelatnosti; glavni igrači i njihovi energetska i ekonomska potencijala, vlasnička i organizacijska transformacije; okviri i prijetnje/izazovi razvoja.



Abstract

The oil and gas sector, as a strategically important part of the economy of the Republic of Croatia, both from the security-energy and economic point of view, is developing more slowly than the overall economy,

with structural changes, so that the share of the sector in the total revenues of the economy has decreased to 6.5 %. At the same time, the economic potential of production activities was relatively decreasing in relation to the total oil and gas sector mostly as a result of the reduction of oil and gas production and reserves. Trade and distribution activities and pipeline transport grew faster thanks to investments in oil and gas infrastructure, which created import opportunities from numerous destinations and intensified exports. The profitability of the overall sector in 2024 was significantly lower than the average profitability of the economy, so this can be considered a limitation on development. The highest net profit rate is in pipeline transport, and the lowest in the distribution of gaseous fuels. The labor potential of oil and gas activities in the total employees of the Croatian economy is 1.4 % in 2024, with a sharp decline since 2010, especially in the production of petroleum products, distribution of gaseous fuels, retail trade in fuels and oil and gas extraction with auxiliary activities.

The purpose of this paper was to explore some relevant areas and aspects of the development of the energy and economic potential of the oil and gas economy from 1995 to 2024/2025 and forecasts until 2030 – 2050, and to show strategic events, factors and players that affect it. Therefore, the paper includes: structural changes and trends in the oil and gas market; economic and labor potentials of oil and gas activities; the main players and their energy and economic potentials, ownership and organizational transformations; frameworks and threats/challenges of development.

1. Uvod

Naftni i plinski sektor Republike Hrvatske (RH), kao i ukupno gospodarstva nakon ratnog razdoblja 1991. – 1995. i oslobađanja okupiranih područja, nastavio je poslovanje u uvjetima obnove i oporavka, ali i daljnjeg razvoj nekih djelatnosti. To je bilo popraćeno brojnim strateškim prilikama i prijetnjama, prvenstveno promjenjivim tržišnim okolnostima, zatim zakonodavnim, vlasničkim, organizacijskim i dr. promjenama te prilagodbama koje su ponajviše vezane uz pristupanje u članstvo EU-a (od 2013.). Pritom poseban značaj ima utjecaj energetske tranzicije, ali i raznovrsne krize proteklih desetljeća koje su usporavale razvoj i izazivale recesije kako u RH i Europskoj uniji (EU), tako i na svjetskoj razini.

U sklopu energetske tranzicije posebni značaj dobivaju obnovljivi izvori energije, čiji razvoj EU potiče kroz europske politike i nacionalne strategije s ciljem smanjenja emisija stakleničkih plinova, povećanja energetske neovisnosti i dekarbonizacije. Istodobno sve veći značaj dobiva i nuklearna energija kao niskougljični i pouzdani izvor energije, pri čemu dio država članica intenzivira ulaganja u postojeće nuklearne kapacitete i razvoj novih tehnologija, uključujući male modularne reaktore (SMR) kako bi se osigurala dugoročna sigurnost opskrbe i smanjila ovisnost o uvozu fosilnih goriva. RH također bilježi rast udjela obnovljivih izvora energije te stvara preduvjete za dugoročniji razvoj nuklearne energije. Unatoč tim smjerovima, nafta i plin i dalje zadržavaju ključnu ulogu u energetske sustavu RH i EU-a, osobito u segmentu sigurnosti opskrbe, a različite krize pokazale su koliko važnost ima diverzifikacija dobavnih pravaca.

Posljednjih desetljeća globalno gospodarstvo pogođeno je financijskom krizom 2008./2009., zdravstveno-gospodarskom krizom 2020., geostrateškom krizom izazvanom ruskom invazijom i ratom u Ukrajini od 2022. te eskalacijom sukoba na Bliskom istoku od početka 2026.

Ruska invazija i rat u Ukrajini doveli su do snažnog rasta cijena plina i drugih energenata u 2022. što je usporilo zelenu tranziciju posebno u odnosu na planove u idućih desetak godina. Nakon toga dolazi do promjene u energetske tokovima Europe u smjeru diverzifikacije izvora i pravaca opskrbe, što je institucionalno potvrđeno kroz plan REPowerEU. Sankcijski režim prema Rusiji ubrzao je transformaciju energetske sustava Europe, posebno u segmentu opskrbe energijom, te razvoja i jačanja drugih pravaca opskrbe.

Politika nove američke administracije od početka 2025., (ekonomska i vojno-strateška), zatim rat u veljači i ožujku 2026. SAD-a i Izraela (s jedne strane) i Irana te nastavak ratnih okolnosti i neizvjesnosti, posebno vezanih uz slobodan prolaz Hormuškim tjesnacem djeluju na rast cijena, posebno nafte, te povećavaju rizike za sigurnost opskrbe energijom i drugim robama.

Sve to djelovalo je i djeluje na energetske i ekonomske potencijal naftnog i plinskog sektora koji će i kroz narednih četvrt stoljeća, posebno do 2040. biti značajan za sigurnost opskrbe energijom RH i regije te gospodarski razvoj.

Analiza tridesetogodišnje prošlosti i trendova (1995. – 2024./2025.) uz navođenje nekih strateških

događanja i pokazatelja smatra se jednom od dobrih podloga za previđanje i djelovanje u budućnosti (2030./2050.) aktera u naftnom i plinskom gospodarstvu. Pritom su razdoblja i godine istraživanja pojedinih područja prilagođeni dostupnosti javno objavljenih podataka i njihovoj metodološkoj usporedivosti.

2. Strukturne promjene i trendovi na tržištu nafte i plina

Nafta i plin predstavljaju dominantan energetske potencijal RH i kroz promatrano tridesetogodišnje razdoblje činili su stabilnih 67,4 % (1995.) do 66,7 % (2024.) ukupne potrošnje energije (Tablica 1.). Do 2040. predviđa se pad njihovog udjela na 56 – 58 % na što bi utjecalo posebno smanjenje potrošnje nafte.

2.1. Nafta

Kroz protekla tri desetljeća značaj nafte u ukupnoj potrošnji energije je oscilirao uz smanjenje udjela za oko 10 strukturnih poena u 2010. u odnosu na 1995. Nakon toga udjel nafte je u 2024. povećan na 43,2 %, odnosno poslije kriza u 2020. (zdravstveno-gospodarske) i 2022. (geopolitičke i tržišne) što pokazuje tržišnu otpornost i prilagodljivost potrošnje. Usto, u svim promatranim godinama, uključivo i 2024. (DZS, 2026.) potrošnja nafte iznosila je 3,6 – 3,8 milijuna

(mil.) tona, a najviša potrošnja od oko 4,4 mil. tona ostvarena je u 1999.

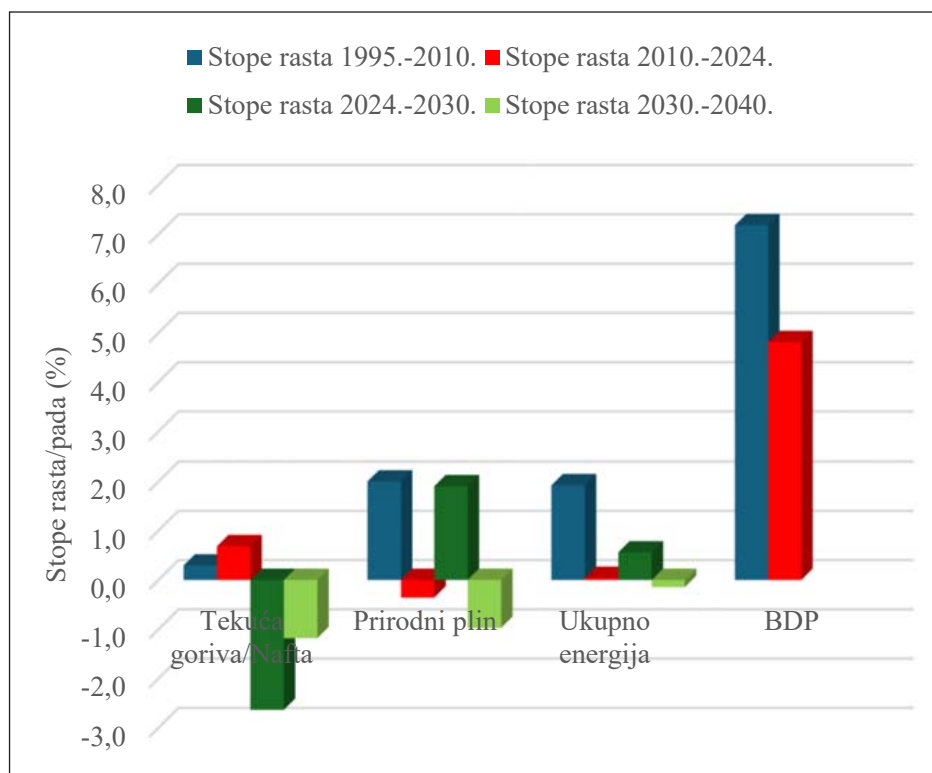
Cjenovna konkurentnost i raspoloživost utjecali su na kontinuirano povećanje potrošnje naftnih derivata u prometu, posebno cestovnom (67 % od ukupne potrošnje u 2024.), zatim industrijama građevnog materijala, nemetalnih minerala i dr. Stabilna potrošnja od oko 210 tisuća (tis.) tona je u poljoprivredi dok je značajan pad u graditeljstvu, kućanstvima, a posebno za energetske transformacije gdje se npr. 1995. trošilo 1,1 mil. tona, a 2024. tek 7,6 tis. tona uglavnom kao posljedica supstitucije OIE-om i prirodnim plinom kao ekološki konkurentnijim energentima.

Prema predviđanjima najnovijeg energetske-klimatskog strateškog dokumenta (MING, 2025.) budući trendovi potrošnje će se promijeniti na padajuće s prosječnim godišnjim stopama od -2,6 % (2024. – 2030.) i -1,2 % (2030. – 2040.) uz umjereni rast, a zatim pad potrošnje ukupne energije (Slika 1.). Time bi se udjel nafte smanjio na 30-ak % (2040.) te na oko 24,2 % u 2050. Strukturne promjene i trendovi potrošnje nafte (i plina) zbivali su u uvjetima bržeg rasta bruto domaćeg proizvoda (BDP-a), posebno u godinama nakon rata, a zatim s višegodišnjom recesijom (2009. – 2014.) te velikim oscilacijama u razdoblju 2015. – 2026. i prosječnom realnom godišnjom stopom rasta od 3,4 %. Takva kretanja praćena su smanjenjem potrošnje naftnih de-

Slika 1. Prosječni godišnji pad/rast potrošnje tekućih goriva, prirodnog plina i ukupne energije te BDP-a u Republici Hrvatskoj u razdoblju 1995. – 2024. i predviđanja do 2030./2040.

Izvori: Kao i za Tablicu 1.; Državni zavod za statistiku. Bruto domaći proizvod od 1995. do 2024. godišnji obračun. Tablica 12.1.2.1.

Objašnjenja: Stope rasta BDP-a izračunate su na osnovi tekućih cijena u eurima. Prema istoj metodologiji računanja nema podataka za 2030. i 2040. pa shodno tome na Slici nema stopa rasta u tom razdoblju.



Tablica 1. Struktura potrošnje energije u Republici Hrvatskoj u razdoblju 1995. – 2024. i predviđanja do 2050.

	Ostvareno				Scenarij WEM, 2024.		Scenarij 2, 2019.		
	1995.	2010.	2019.	2024.	2030.	2040.	2030.	2040.	2050.
Tekuća goriva/ Nafta	43,0 %	33,8 %	37,2 %	43,2 %	33,6 %	30,2 %	35,8 %	31,4 %	24,2 %
Prirodni plin	24,4 %	24,7 %	27,4 %	23,5 %	28,0 %	25,8 %	26,4 %	26,8 %	28,7 %
OIE	26,7 %	31,4 %	24,3 %	25,6 %	32,0 %	39,4 %	31,5 %	39,3 %	46,3 %
Ostalo	5,9 %	10,1 %	11,1 %	7,7 %	6,4 %	4,6 %	6,3 %	2,5 %	0,8 %
Ukupno	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Izvori: Tablica je izrađena temeljem podataka iz: Republika Hrvatska, Ministarstvo gospodarstva, EIHP. Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetske pregled 1995. – 1999. i razna godišta; (MING, 2025.); (MZOE, 2019.)

Objašnjenja: OIE obuhvaćaju vodne snage, drvo i biomasu te ostale OIE

Scenarij WEM – pretpostavlja provedbu postojeće politike, mjera i programa energetske učinkovitosti

Scenarij 2 – pretpostavlja umjerenu tranziciju

rivata s 0,23 kg/1000 eura BDP u 1995. na 0,04 kg/1000 eura BDP u 2025. kao rezultat strateških promjena u gospodarstvu prema sve neenergetski intenzivnim djelatnostima, rasta korištenja plina i OIE, sve veće energetske učinkovitost, ali i štednje zbog cijena energije.

2.2. Prirodni plin

Posljednjih 30-ak godina udjel prirodnog plina u ukupnoj potrošnji energije iznosio je od 24,4 % (1995.) do 23,5 % (2024.) s predviđanjem rasta do 28 % u 2030. i 25,8 % u 2040. (Tablica 1.) uz rast potrošnje do 2030. na 2,9 milijarde (mlrd.) m³. Pritom se treba imati u vidu da su iznosi udjela posljedica rasta i *ukupne potrošnje* energije za oko 33 % od 1995. do 2010. i od tada do 2024. smanjenja za oko 18 %. Do 2030. predviđa se njezin prosječni godišnji rast od 0,56 % do 2030. i blago smanjenje do 2040. kada bi ukupna potrošnja energije iznosila približno kao i 2023./2024. Najveća potrošnja prirodnog plina u promatranim godinama bila je u 2010. (3,24 mlrd. m³) s padom na 2,4 mlrd. m³ u 2024. (HSUP, 2025.) i uz rast na 2,7 mlrd m³ u 2025. (DSZ, 2026.)

Plin se najviše troši u proizvodnji električne energije i topline (34,7 % – 2024.) s potrošnjom od 1,1 – 1,2 mlrd. m³ u razdoblju 2010. – 2023. (uz sve veće korištenje i OIE) i za oko 50 % više nego u 1995., ali i padom u 2024. na 0,8 mil. m³. U ukupnoj potrošnji plina udjel kućanstava je oko 23 % (s padom od oko 25 % u odnosu na 2010.), zatim sektora usluga 8,4 %, a prehrambene industrije i industrije nemetalnih minerala od po 4,5 %. Posebno je u posljednjim godina-

ma smanjena neenergetska potrošnja što je povezano uglavnom s proizvodnjom umjetnih gnojiva.

Zbog ekoloških prednosti u odnosu na druge ugljikovodike, raspoloživosti koja je znatno manje ovisna od klimatskih uvjeta u odnosu na OIE, zatim sve bolje povezanosti infrastruktura s dobavnim pravcima i potrošačima, mogućnosti skladištenja, sinergije s vodikom i drugim OIE, prirodni plin ima sigurnosnu i stabilizirajuću ulogu u energetskej opskrbi, posebno u proizvodnji električne energije, nekim industrijama, kućanstvima i uslugama. Stoga se predviđa održavanje potrošnje prirodnog plina na današnjim razinama i do 2040. kada bi OIE trebali biti dominantan izvor energije s udjelom od 39,4 %. (MING, 2025.)

2.3. Cijene nafte i plina

Kretanje cijena naftnih derivata i plina kao bitnih odrednica tržišta RH pod utjecajem su uglavnom globalnog tržišta, a posebno reguliranih cijena i energetske politike. (Tablica 2.)

Najdinamičniji rast ostvarile su cijene prirodnog plina u *industriji* koje su u 2024. bile 6,7 puta više nego u 1995. dok je BDP povećan znatno manje (5,5 puta) što pokazuje nerazmjer rasta gospodarstva i cijena plina s posljedicom na slabljenje konkurentnosti. Usto, te cijene su rasle brže i od globalnih cijena plina. Istovremeno, cijene plina za *kućanstva* su povećane za 3,5 puta, znatno manje od prosječnih plaća, posebno od globalnih cijena, a što je posljedica regulacije cijena i zaštite standarda svih potrošača pri čemu je izostala provedba strateških ciljeva i programa za suzbijanje

Tablica 2. Usporedba cijena i potrošnje naftnih derivata i prirodnog plina s nekim makroekonomskim pokazateljima Republike Hrvatske u razdoblju 1995. – 2024. (bazni indeksi, 1995.=100,0 %)

	1995.	2010.	2019.	2024.
BDP (tržišne cijene, euro, fiksni tečaj)	100,0	180,1	283,1	546,6
Prosječna mjesečna neto plaća	100,0	164,2	271,8	489,9
Potrošnja naftnih derivata	100,0	104,5	91,2	110,3
Globalne cijene nafte (Brent)	100,0	467,2	377,3	476,0
Cijene Eurosupera 95 BMB	100,0	189,2	221,3	260,2
Cijene dizela 2/ dizela Euro	100,0	176,3	216,9	264,4
Potrošnja prirodnog plina	100,0	134,6	122,3	105,7
Globalne cijene prirodnog plina (UK NBP / TTF)	100,0	358,3	239,0	583,6
Cijene prirodnog plina, industrija	100,0	428,0	329,2	667,1
Cijene prirodnog plina, kućanstva	100,0	273,4	288,6	351,9

Izvori podataka: Kao i za Tablicu 1; DZS. Bruto domaći proizvod-Godišnji obračun.; DZS. Prosječne mjesečne neto i bruto plaće zaposlenih. Priopćenja, razna godišta; (Nestić, D., Lovrinčević Ž. i dr., 2001.); (EI, 2025.)

Objašnjenja: UK NBP (United Kingdom National Balancing Point) je referentna cijena na tržištu Velike Britanije (podatak za 1995.); TTF (Title Transfer Facility) je vodeća europska referentna cijena prirodnog plina na virtualnoj točki trgovanja, čime upravlja GTS (Gasunie Transport Services) u Nizozemskoj (podaci za 2010. – 2024.).

energetskog siromaštva (RH, Sabor, 2020.) što bi trebalo biti jedan od čimbenika kretanja i razine cijena.

Radi usporedbe, razvijenije i većina manje razvijenih država članica EU-a ostvaruju više cijene plina u kućanstvima u odnosu na ne-kućanstva, dok je u RH, Slovačkoj, Mađarskoj i Poljskoj obrnuto. (Sekulić, G. 2025.)

Cijene promatranih naftnih derivata, koje su tržišnog karaktera (s povremenom umjerenom regulacijom), rasle su znatno sporije (oko 2,6 puta) od rasta gospodarstva i plaća (oko 5 puta), ali i globalnih cijena.

3. Ekonomski i radni potencijali naftnih i plinskih djelatnosti

Strateško-razvojni utjecaj sektora nafte i plina je kako na sigurnost energetske opskrbe tako i na gospodarski razvoj, pa je uz energetski i *ekonomski potencijal* jedan od ključnih uvjeta njihovog razvoja i uspješnosti poslovanja što bi kreatori strategija i politika trebali podržavati i poticati u okvirima tržišnih i socijalnih kriterija.

U promatranom razdoblju 2010. – 2024. relativno se smanjuje ekonomski potencijal naftnih i plinskih

djelatnosti. U 2024. njihov udjel u *ukupnim prihodima* gospodarstva RH iznosio je 6,5 %¹, znatno manje nego prije petnaest godine (Tablica 3.). Profitabilnost (neto dobit prema prihodima) sektora u 2024. od 4,4 % manja je od prosječne profitabilnosti gospodarstva (5,9 %) pa se to može smatrati ograničenjem razvoja. Pritom je najveća stopa neto dobiti u cjevovodnom transportu te vađenju nafte i plina s pomoćnim djelatnostima, a najmanja u distribuciji plinovitih goriva.

Radni potencijal sektora nafte i plina u ukupnim zaposlenima gospodarstva RH iznosi svega 1,4 % u 2024. uz snažan pad od oko 35,3 % od 2010. i to posebno u proizvodnji naftnih derivata, distribuciji plinovitih goriva, trgovini na malo gorivima, vađenju nafte i plina s pomoćnim djelatnostima.

U promatranih petnaestak godina *proizvodne* naftne i plinske djelatnosti su se smanjivale, pa je tako njihov udjel u ukupnim prihodima svih djelatnosti pao na 37,5 % u 2024. (prema 54,6 % u 2010.).

Cjevovodni transport nafte i plina se ubrzano razvijao uz rast ukupnih prihoda za 35,4 % i skroman rast zaposlenih od 5,8 %. Međutim, ove djelatnosti su od 2010. ostvarile strateški zaokret u sigurnosti opskrbe, posebno plinom (napomena: JANAF taj značaj ima od početka rada u 1979.), kako RH tako i Srednje Europe što je omogućeno izgradnjom Terminala UPP-a na Krka i širenjem plinovodne mreže te izgradnjom skladišta za naftu i naftne derivate.

¹ Rast udjela u 2023. bio je uglavnom posljedica viših cijena i drugačijeg prikaza financijskih rezultata kod nekih kompanija.

Tablica 3. Udjeli pojedinih djelatnosti u ukupnim prihodima i zaposlenima sektora nafte i plina u 2010. i 2024. (%) i trendovi

	Ukupni prihodi, udjeli (%)			Zaposleni, udjeli (%)			Indeksi rasta/pada 2024./2010. (%)	
	2010.	2023.	2024.	2010.	2023.	2024.	Ukupni prihodi	Zaposleni
Ukupno gospodarstvo							206,7	123,7
Naftni i plinski sektor							161,3	65,2
Udjel naftnog i plinskog sektora u gospodarstvu RH	8,3	8,7	6,5	2,6	1,4	1,4		
Udjeli pojedinih djelatnosti u ukupnom naftnom i plinskom sektoru	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Vađenje sirove nafte i prirodnog plina te pomoćne djelatnosti	3,5	1,2	2,2	9,3	10,9	11,0	102,0	77,2
Proizvodnja naftnih proizvoda	51,2	27,9	35,2	47,8	20,0	20,8	110,9	28,3
Distribucija plinovitih goriva distributivnom mrežom	7,6	28,2	16,7	9,1	9,3	9,6	354,1	69,1
Trgovina plinom distributivnom mrežom	...	18,6	12,7	...	2,1	2,2	...	...
Posredovanje u trgovini gorivima, rudama, metalima i ind.kem. proiz.	...	1,7	2,4	...	2,7	2,9	...	...
Trgovina na veliko krutim, tekućim i plinovitim gorivima te srodnim proizvodima	23,7	15,7	20,9	8,6	22,2	22,2	142,2	167,5
Trgovina na malo motornim gorivima i mazivima u spec. prod.	11,7	5,1	8,0	22,3	28,5	26,6	110,2	77,8
Cjevovodni transport	2,3	1,6	1,9	2,9	4,4	4,8	135,4	105,8

Izvori: Tablica je izrađena temeljem podataka iz: <https://digitalnakomora.hr/pretraga/statistika> (razna godišta); Republika Hrvatska, Ministarstvo gospodarstva, EIHP. Energija u Hrvatskoj. Godišnji energetske pregled (različita godišta); <https://www.fina.hr/novosti/> rezultati-poslovanja-poduzetnika.

Obrazloženja: S obzirom na neraspoloživost podataka ili nepostojanje aktivnosti u 2010. neki pokazatelji u Tablici nisu mogli biti izračunati. Njihov udjel u ukupnim prihodima djelatnosti nafte i plina a 2024. iznosio je 15,1 %.

Razvoj naftnih i plinskih djelatnosti odvijao se u uvjetima promjene zakonodavstva i regulative te njihovog usklađivanja s pravnom stečevinom EU-a, a shodno tome i korištenja fondova EU-a za gradnju Terminala UPP-a i nekoliko dionica plinovoda. Pritom je razdvajanje djelatnosti i liberalizacija tržišta plina (s ciljem smanjenja cijena i racionalizacije troškova) stvorilo uvjete za snažan razvoj trgovine plinom tako da je sredinom 2026. registrirano 80 tvrtki za obavljanje djelatnosti trgovine i opskrbe plinom (HERA, 2026.) tj. oko 68 % od ukupnog broja u plinskom sektoru.

Slična je situacija i u naftnom sektoru gdje je 66 tvrtki registrirano za obavljanje djelatnosti trgovine na veliko naftnim derivatima i UNP-om, tj. 77,6 % od ukupnog broj.

Relativno smanjenje ukupnog ekonomskog potencijala i profitabilnosti naftnih i plinskih djelatnosti, posebno proizvodnih, prijetnja su za sigurnosti opskrbe u budućnosti s obzirom na predviđanja i dalje visokog udjel nafte i plina u potrošnji. To zahtijeva produblјivanje analize na glavne igrače koji upravljaju proizvodnjom, trgovinom, distribucijom, opskrbom i dr. te njihovih kapaciteta i ulaganja.

4. Glavni igrači i njihovi energetske potencijali, vlasničke i organizacijske transformacije

U poslovanju i razvoju naftnog i plinskog sektora prisutno je desetak ključnih kompanija koje direktno utječu na sigurnost opskrbe naftom i plinom (a s tim povezano na političku i ekonomsku stabilnost).

Kroz promatranih 30-ak godina mijenjala se vlasnička struktura, organizacija, ekonomski i energetske potencijali kompanija, a neke od značajnih promjena kod pojedinih kompanija su sljedeće:^{2, 3}

- a) INA je bila i danas je najznačajnija kompanija naftnog i plinskog sektora te je kontinuirano najveća hrvatska tvrtka. U 1995. u svom sastavu imala je djelatnosti istraživanja i proizvodnje nafte i plina, proizvodnju i trgovinu naftnih derivata, trgovinu i opskrbu plinom (i danas postojeće djelatnosti), zatim transport i skladištenje plina te organske i anorganske petrokemijske djelatnosti. Nakon vlasničke transformacije i prodaje 49,1 % dionica INA-e mađarskoj kompaniji MOL u 2003. i 2009.⁴, prodaje nekih djelatnosti plina i petrokemije državi i privatnicima, gašenjem rafinerijske djelatnosti u Sisku (s vizijom „ulaska u poslovne prilike u smjeru održivih izvora energije“) te nakon upravljačkih i organizacijskih promjena, ekonomski potencijal INA-e je realno stagnirao od 3,6 mlrd. eura ukupnih prihoda u 2010. do 3,8 mlrd. eura u 2025., sa stopom neto dobiti od oko 5 %, pritom imajući u vidu rast cijena nafte, naftnih derivata i plina, inflaciju te prodaju neke imovine/djelatnosti. Investicije u 2025. bile za oko 25 % manje nego u 2010., a radni potencijal se kroz proteklih trideset godina prepolovio, s 18,9 tis. zaposlenih u 1995. na 9,6 tis. u 2024. Posebno je smanjen energetske potencijal pa su tako samo od 2010. do 2024. rezerve nafte i kondenzata pale za 56,5 %, plina za 46,7 %, a proizvodnja nafte i kondenzata za oko 20 %, plina za čak oko 76 % te prerada nafte za 38 % (Slika 2.). U 2025. se prerade nafte povećala za oko

48 % postepenim puštanjem u rad postrojenja za obradu teških ostataka i rekonstrukcije postojećih postrojenja u Rafineriji nafte Rijeka uz gradnju i postrojenja za proizvodnju vodika. Istovremeno, proizvodnja nafte i plina nastavili su s trendom pada.

Kretanja na tržištu na kojem je potrošnja plina smanjena za 14 %, a nafte gotovo stabilna (1995. – 2025.), pad istraživačkih i proizvodnih djelatnosti INA-e upućuju na nedovoljno korištenje tržišnih prilika koje još postoje na hrvatskom tržištu. Istovremeno, smanjen je broj benzinskih postaja INA-e u RH na oko 400 tj. za oko 4 % dok se njihov ukupan broj povećao za oko 9 % (2024.). Posljedica takvih kretanja je povećanje i visoka uvozna zavisnost RH, u potrošnji plina od 65,6 % (2024.) prema 18,1 % u 2010. dok je uvozna zavisnost o nafti u istim godinama bila oko 91,5 %, odnosno 80,7 %. (Eurostat, 2026.)

U istraživanjima i proizvodnji ugljikovodika sudjeluju novi igrači, kompanije Vermillion Zagreb Exploration (od 2016.) i Aspect Croatia KFT (od 2020.), a Vermillion je u ljeto 2024. proizvodio 20 % ukupne domaće proizvodnje plina. Uz pretpostavku pada ukupne proizvodnje plina od 10 % prosječno godišnje i uspješnog priključenja novih polja na transportnu mrežu (danas aktivnih kompanija) nova otkrića činila bi oko 40 % domaće proizvodnje (Krpan, M., 2025.). Međutim, te količine bile bi znatno manje u odnosu na 2010. i predviđanja u Strategiji energetske razvoja.

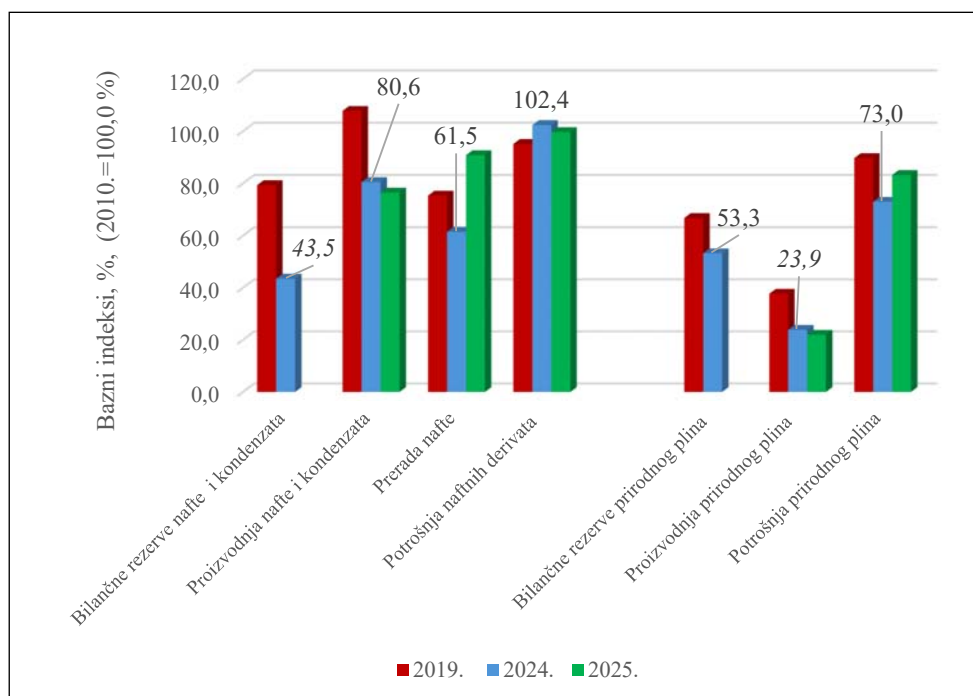
- b) Na tržištu naftnih derivata uz INA-u dominiraju, sa znatno manjim udjelima, kompanije Petrol, Lukoil i Tifon.

Petrol posluje u Hrvatskoj od 1996., a akvizicijom društva Crodux Derivati Dva d.o.o. u 2021. njegov tržišni udjel je dosegao 23 % s 202 benzinske postaje. Prije toga, u 2013. Crodux je kupio tvrtku OMV (s 13 % hrvatskog tržišta) (Jutarnji list, 2013.). Nakon tih lančanih akvizicija Petrol je postao drugi najveći opskrbljivač naftnim derivatima u RH koji jača svoju poziciju cjelovitog ponuđača energetske rješenja, s prihodom od oko 1,3 mlrd. eura u 2025., neto profitnom stopom od 5,3 % i oko 1,8 tis. zaposlenih s trendom pada. Značajno manji energetske, ekonomski i radni potencijal imaju Lukoil i Tifon s po oko 340 tis. eura prihoda i 327 zaposlenih (Lukoil), odnosno 543 zaposlena (Tifon) u 2025. Neto profitna stopa Lukoila bila je oko 2,2 %, a Tifona 6,2 %. Lukoil

2 Izvori podataka i informacija su: Financijski izvještaji kompanija s web stranica; <https://infobiz.fina.hr/subject>; https://web.dzs.hr/Hrv_Eng/publication; Fina. Top 10 poduzetnika po prihodu 1995. godine – nekad i sad; HNB, Godišnje izvješće 1995.

3 Posljednji analizirani podaci u ovom poglavlju su uglavnom za 2024./2025. ovisno o njihovoj javnoj objavi.

4 Vlada RH drži 44,8 % dionica INA-e, a institucionalni privatni vlasnici 6,08 %.



Slika 2. Kretanje rezervi i proizvodnje nafte i kondenzata, prirodnog plina i naftnih derivata INA-e te njihove potrošnje u Republici Hrvatskoj u razdoblju 2010. – 2024./2025. (bazni indeksi, 2010.=100,0 %)

Izvori: Slika je izrađena temeljem podataka iz: kao i za Tablicu 1.; Godišnji i Financijski izvještaji INA-e (različita godišta)

je prisutan u Hrvatskoj od 2007., Tifon od 1998., a 2007. godine tvrtku je preuzeo MOL. Tržišni udjeli tvrtki su po 6 – 7 %. Zbog međunarodnih sankcija prema ruskim kompanijama očekuje se prodaja Lukoila i u Hrvatskoj (Forbes, 2025.), a time možda i okrupnjavanje nekih postojećih trgovačkih tvrtki.

- c) U naftnom sektoru jedna od strateški važnih kompanija je i JANAF koji je u većinskom vlasništvu države⁵, a obavlja transport nafte za korisnike u Hrvatskoj, Srbiji, Mađarskoj i Slovačkoj te skladišti naftu i naftne derivata za domaće i strane tvrtke. Nakon kriznog ratnog razdoblja transport nafte je znatno povećan uz oscilacije ovisno o političkim i tržišnim prilikama. U proteklih petnaest godina prestao je transport za rafinerije u Lendavi (2001.), Sisku (2014.) i Bosanskom Brodu (2019.) zbog gašenja prerade nafte. Od 2013. obnovljen je transporta nafte za MOL-ove rafinerije. Uglavnom, zahvaljujući uspješnoj strategiji diverzifikacije poslovanja prema skladištenju nafte i naftnih derivata kompanija je u 2025. u odnosu na 2010. ostvarila ukupne prihode veće za 2,1 puta (126,9 mil. eura) i neto dobit za 2,3 puta uz povećanje broja zaposlenih za 17,4 %. To je omogućeno rastom kapaciteta za skladištenje nafte za 2 puta (na 2,1 mil. m³) i

skladištenja naftnih derivata za 2,4 puta (na 242 tis. m³) na lokacijama terminala u Omišlju, Sisku, Virju i Zagrebu. Time je stvoren ekonomski i infrastrukturni potencijal za daljnje uspješno poslovanje u naftnim djelatnostima i daljnju diverzifikaciju poslovanja uz stratešku transformaciju u tri komplementarna smjera i to: jačanje temeljnih djelatnosti transporta nafte i skladištenja nafte i naftnih derivata; energetska tranzicija kroz razvoj projekata obnovljivih izvora energije i baterijskih sustava; diverzifikacija i vertikalna integracija djelatnosti prema istraživanjima i proizvodnji ugljikovodika kao novog izvora prihoda i energetske sigurnosti. U cilju jačanje pozicije na mediteranskom spot tržištu i otpornosti opskrbe u tijeku je priprema projekta gradnje spremnika za naftne derivate kapaciteta 80.000 m³ na Terminalu Omišalj.

U protekle dvije godine izvršena je akvizicije solarnih elektrana Bulinac i Vođinci (2024., 2025.) uz planirani razvoj baterijskih sustava za pohranu energije. Izgrađene su i solarne elektrane na JANAF-ovim terminalima, a uz to se surađuje s HEP-om na razvoju projekata na području OIE. JANAF je od početka 2026. jedan od aktera u istraživanju i proizvodnji ugljikovodika na istražnom polju Shygys u Kazahstanu, temeljem ulaganja u povećanje temeljnog kapitala hrvatskog društva Geoenergija razvoj d.o.o. (koje je strateški partner kompanije KazmunayGas na projektu) i pristupanja u njegovo članstvo uz Agenciju za ugljikovodika (JANAF, 2026.).

⁵ Ostali dioničari su: OTP Banka / INA d.d. (11,8 %), HPB d.d. / HEP d.d. (5,36 %), OTP Banka d.d. / AZ OMF kategorije B i A (3,01 %) i drugi s udjelima manjim od 0,2 %. (<https://api.janaf.hr/api>) – Struktura dioničara na dan 28. travnja 2026.

Kao jedan od strateških europskih naftovoda (izgrađen 1979.) JANAF se uspješno prilagođavao turbulentnim globalnim, regionalnim i lokalnim tržišnim i političkim promjenama. Zahvaljujući tome, Vijeće EU-a je u listopadu 2022. godine istaknulo stratešku važnost njegove infrastrukture za opskrbu Srednje (i Jugoistočne) Europe te uopće potrebu jačanja energetske infrastrukture i diverzifikacije opskrbnih pravaca u okviru plana REPowerEU-a. Sankcijski režimi i poremećaji u dosadašnjim opskrbnim pravcima povećali su potražnju za sigurnim i diverzificiranim transportnim rutama, što je izravno utjecalo i na značaj JANAF-a koji se pozicionira kao pouzdani dobavni pravac za Srednju i Jugoistočnu Europu te zajedno s LNG terminalom na Krku čini energetski hub za ovaj dio Europe.

- d) U plinskom sektoru RH posebno strateško mjesto pripada kompaniji Plinacro zajedno s povezanim društvima PSP Okoli i LNG Hrvatska te su rastućeg značaja za sigurnost opskrbe plinom RH i država EU-a (Slovenije, Mađarske i dr.), ali i u povezivanju s Ukrajinom.

Kroz posljednjih 25 godina Plinacro je ostvario značajne razvojno-strateške, vlasničke i organizacijske promjene. Od 2002. nakon izdvajanja djelatnosti transporta prirodnoga plina iz INA-e Plinacro djeluje samostalno kao društvo u 100 % vlasništvu države. U sastavu grupe od 2009. je Podzemno skladište plina d.o.o. (PSP Okoli) koje je također bilo dio INA-e. Plinacro d.o.o. je od 2010. 50 % vlasnik tvrtke LNG Hrvatska d.o.o., a isti udjel ima i HEP d.d.

Ukupni prihodi društva Plinacra u 2025. bili su 70,5 mil. eura, za oko 20 % manji nego u 2010. uz neto profitnu stopu od 5,8 % i 271 zaposlenih. Količine transporta plina su istom razdoblju povećane za 7,1 % pa se financijski rezultati poslovanja mogu tumačiti, između ostalog, izdvajanjem tvrtke PSP Okoli, ali i vođenjem regulirane (tarifne) politike cijena. Sličan trend kretanja ukupnog prihoda je ostvarilo i društvo PSP Okoli s prihodom od 17,1 mil. eura u 2025. Društvo LNG Hrvatska je od početka poslovanja 2021. povećalo prihode za oko 13 % (40,4 mil. eura u 2025.) s ujednačenom neto dobiti. Do 15. svibnja 2026. ukupna isporuka prirodnog plina iznosila je oko 12,4 mlrd. m³. (tj. oko 2,8 mlrd. m³ prosječno godišnje). Usto, tvrtka je od 2022. diverzificirala poslovanje na pretovar UPP-a u

kamione te je u fazi razvoja projekta distribucijske stanice UPP-a.

Uz kontinuirano povećanje plinovodne mreže Plinacra njezina dužina iznosi 2.603 km (www.plinacro.hr, pristupljeno 15. svibnja 2026.) s pripadajućim mjerno redukcijskim stanicama i dr. Pritom je za širenje potrošnje na područje južnog dijela Hrvatske uz povezivanje s plinskim poljima u Sjevernom Jadranu i susjednim državama bila ključna izgradnja plinovodnog sustava Pula – Karlovac u 2006. i plinovodnog sustava Like i Dalmacije u 2013. uz ukupna ulaganja od oko 640 mil. eura. (Nacional, 2021.). S ciljem povećanja regionalne sigurnosti u opskrbi plinom, sukladno odrednicama plana REPowerEU te Nacionalnog plana za oporavak i otpornost, završena je gradnja plinovoda Zlobin – Bosiljevo (2025.) te je u gradnji ili priprema gradnje i drugih dionica, sukladno povećanju kapaciteta Terminala UPP-a (s 2,9 mlrd. m³ na 6,1 mlrd. m³), tržišnoj potražnji i politici EU-a o sigurnosti opskrbe zemalja Srednje Europe te povezivanja s Ukrajinom. Sastavni dio sustava sigurnosti opskrbe plinom čine i skladišni kapaciteti PSP Okoli od 438 mil. m³ te početak proizvodnje plina na lokaciji Grubišno Polje gdje će najranije 2027. tvrtka izgraditi povezujuću infrastrukturu i novo podzemno skladište radnog volumena 90 – 120 mil. m³.

- e) Liberalizacija tržišta plina, otvaranje pomorskog pravca putem Terminala UPP-a na Krku s mogućnostima uvoza iz brojnih pravaca i izvoza u susjedne države, širenje plinske mreže i dr. bili su temelji razvoja trgovine, uvoza, izvoza i opskrbe prirodnim plinom tvrtke Prvo plinarsko društvo d.o.o. (PPD), osnovanog u 2001. Početak poduzetničkih aktivnosti bila je izgradnja distribucijske mreže na području Vukovara i okolnih općina (2006.). Slijedile su organizacijske i vlasničke promjene i okrupnjavanje (u ENNA Grupi) uz ulazak u nove djelatnosti i tržišta. U 2023. PPD izlazi iz ENNA Grupe te njegov vlasnik postaje tvrtka Blue Horizon. Osim u Hrvatskoj PPD tvrtke koje su u vlasništvu PPD Globala (sa sjedištem u inozemstvu) posluju i na stranim tržištima (Slovenije, Mađarske, Italije, Švicarske i dr.). Posljednjih sedam godina PPD d.o.o. je povećao ukupne prihode za 2,5 puta (2025./2019.⁶) uz pad neto dobiti za oko 62 % i profitnu stopu od svega 0,5 %.

6 Nema javno dostupnih podataka za ranije godine.

Tablica 4. Distribucija plina i distributivne kompanije u 2024. i 2000.

Distributivne kompanije (DK)	2024. mil. m ³	Udjeli u ukupnim količinama, 2024. (%)	Distributivne kompanije (DK)	2000. mil. m ³	Udjeli u ukupnim količinama 2000. (%)	Indeksi rasta/pada distribuiranih količina 2024./2000. (%)
Gradska plinara Zagreb	344,0	31,9	Gradska plinara Zagreb	322,8	35,1	106,6
HEP Plin	178,9	16,6	HEP Osijek	98,0	10,7	182,6
E.ON	104,0	9,6				
Termoplin Varaždin	91,1	8,4	Termoplin Varaždin	83,4	9,1	109,2
8 DK s 20 – 57 mil. m ³	253,6	23,5	5 DK s 20 – 57 mil. m ³	178,0	19,3	142,5
Ostali, 15 DK	107,0	9,9	Ostali, 29 DK	237,6	25,8	45,0
Ukupno, 27 DK	1078,7	100,0	Ukupno, 37 DK	919,7	100,0	117,3

Izvori: Tablica je izrađena temeljem podataka iz: HSUP. Plinsko gospodarstvo Republike Hrvatske 2024. i 2000. (brošure)

f) Distribucija plina također je bitna karika u lancu kvalitetne i sigurne opskrbe s mrežom od 18,6 tisuća km u 2024., tj. za oko 30 % većom nego u 2000. od kada se transport povećao za 17,3 % s iznosom od oko 1,1 mlrd. m³ u 2024. Poslovanje obavlja 27 distributivnih kompanija (DK), 10 manje nego u 2000. (Tablica 4.). Četiri DK su u privatnom vlasništvu, a većina je u državnom (javnom, komunalnom i sl.) ili mješovitom vlasništvu (s pretežitim udjelom države).

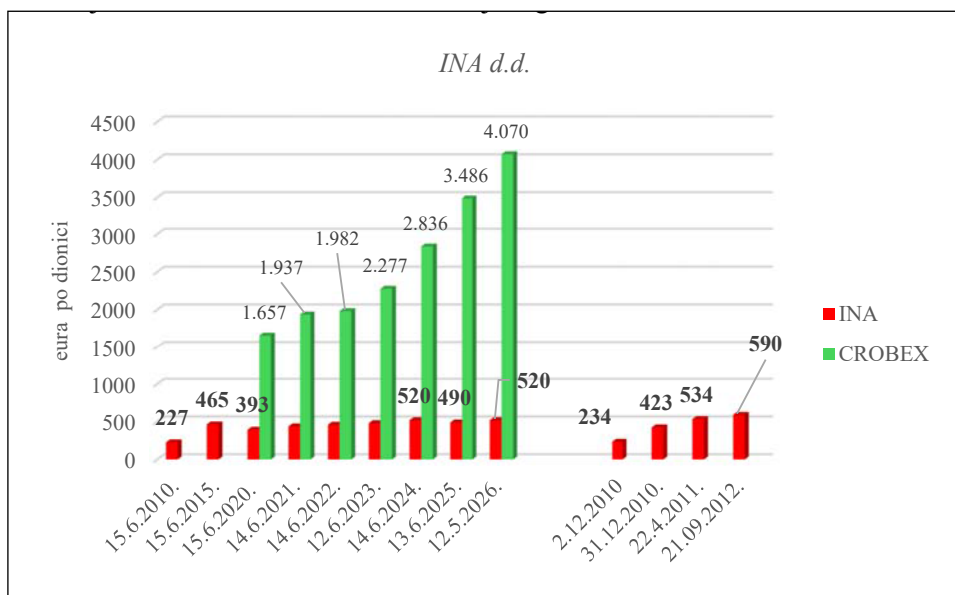
U 2024. najveće distribuirane količine su ostvarili Gradska plinara Zagreb (GPZ), HEP Plin, E.ON i Termoplin Varaždin s ukupnim tržišnim udjelom od 66,5 %. Pritom je HEP Plin imao najveći rast, a GPZ je i dalje tržišni lider. Usto, zbile su i strukturne promjene pa tako 8 DK s količinom distribucije plina 20 – 57 mil. m³ drži 23,5 % tržišta, a značajno je smanjenja distribucije plina u kategoriji DK koje transportiraju manje od 20 mil. m³ i to na 9,9 % udjela na tržištu (s 15 DK) u 2024. prema 25,8 % (s 29 DK) u 2000. To se može tumačiti, između ostalog, trendom okrupnjavanja i racionalizacijom poslovanja te širenjem distribucijske mreže na nova područja. Neto profitne stope u 2024. kod većine najvećih DK bile su iznad 5,5 %, a znatno manje kod većine promatranih kompanija do 57 mil. m³ distribucije plina. Pritom postoji značajna razlika u profitabilnosti između kompanija sa sličnim količinama distribuiranog plina (Fina, 2025.).

g) Ekonomsko-tržišni potencijal naftnih i plinskih kompanija sagledava se i kroz njihovu prisutnost

na tržištima kapitala i kretanje vrijednosti *dionica* što je jedan od pokazatelja povjerenja tržišta u poslovanje i razvojne perspektive. Vrijednost dionica općenito zavisi od nekoliko čimbenika: ponude i potražnje dionica, financijskih rezultata poslovanja kompanija, makroekonomskih čimbenika, psihologije tržišta – vijesti, glasina i sl., globalnih događaja i dr. O istim čimbenicima zavisi i vrijednost burzovnog indeksa CROBEX koji još zavisi i o kretanju cijena dionica koje čine indeks te revizije samog sustava.

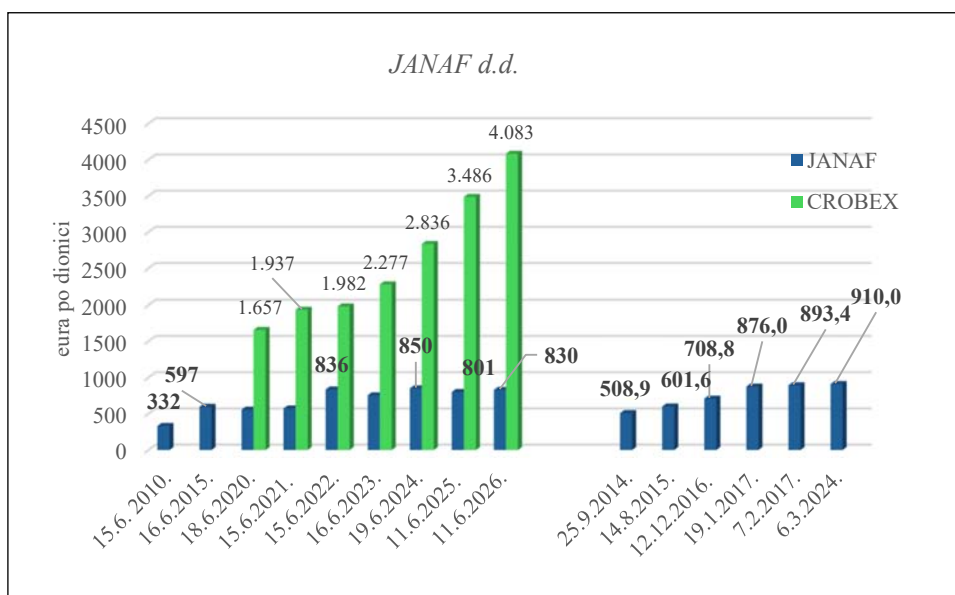
Od naftnih i plinskih kompanije samo INA d.d. i JANAF d.d. imaju dionice izlistane na Zagrebačkoj burzi (ZSE) pa se u radu također analizira taj aspekt njihovog ekonomskog i razvojnog potencijala.

U promatranih sedamnaest godina (2010. – 2026.) vrijednost dionica INA-e se povećala za 2,3 puta (Slika 3.), a JANAF-a za 2,5 puta (Slika 4.) uz trend rasta i oscilacije. Pritom je u posljednjih pet godina (lipanj 2022. – svibanj 2026.) vrijednost dionica INA-e porasla za 13,2 % i JANAF-a stagnirala, a što je znatno sporije od rasta burzovnog indeksa CROBEX-a koji je povećan za 2,1 puta. Najviši rast vrijednosti dionica INA-e ostvaren je od početka prosincu 2010. do kraja travnja 2011. to za 2,3 puta kao pokazatelj tržišnog vrednovanja značajnog povećanja proizvodnje prirodnog plina u Siriji s očekivanjima i ostvarenjima posebno uspješnih financijskih rezultata. Rast vrijednosti dionica nastavio se i kroz 2012. iako se od listopada 2011. u poslovnim izvještajima ne iskazuje



Slika 3. Kretanje vrijednosti dionica INA-e i CROBEX-a u razdoblju 2010. – 2026.

Izvori: <https://zse.hr/hr/papir/>; INA – Pregled Dionice | INA d.d. | Investiramo (Cjenovni graf)



Slika 4. Kretanje vrijednosti dionica JANAF-a i CROBEX-a u razdoblju 2010. – 2026.

Izvori: Kao i za Sliku 3.

proizvodnja plina u Siriji zbog uvedenih sankcija i posljedično napuštanja polja. Međutim, zanimljivo je da je najviša vrijednost dionica INA-e bila u rujnu 2012. (590 eura) kada su se već mogli očekivati slabiji financijski rezultati u odnosu na prethodne godine zbog izostanka proizvodnje plina u Siriji, ali i pada proizvodnje nafte i plina u Hrvatskoj. Istovremeno se nastavljala korupcijska afera vezana uz privatizaciju INA-e s ishodom osude okrivljenog.

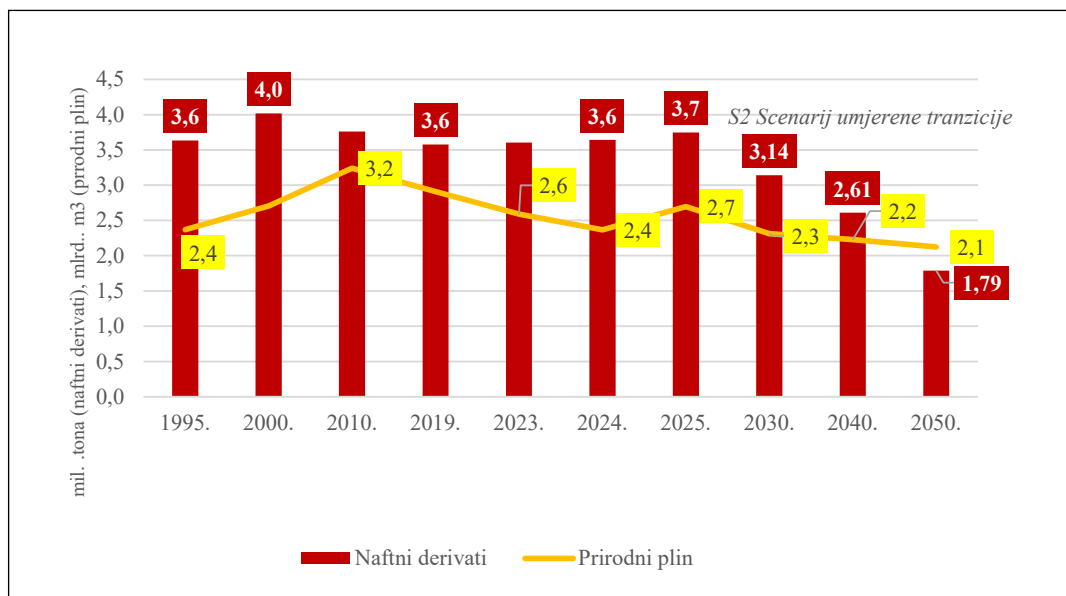
Najviši rast vrijednosti dionica JANAF-a bio je 2014. – 2017. kao posljedica očekivanja i ostvarenja visokog rasta prihoda u 2015./2014. (52 %) uz njihov blaži, ali kontinuirani rast narednih godina što je posljedica povećanja skladištenja nafte i naftnih derivata, ali i rasta transporta nafte u pojedinim godinama. Najviša vrijednost dionica bila je

početkom 2024. (oko 910 eura) kada su objavljeni podaci o posebno uspješnom poslovanju u 2023.

5. Okviri i izazovi razvoja do 2030./2050.

5.1. Tržište i domaći potencijali

Budući dugoročni razvoj naftnog i plinskog sektora zbit će se u okvirima padajućeg tržišta naftnih derivata i nešto manje potrošnje prirodnog plina do 2040. te njihovog bržeg pada do 2050. kada se prognozira potrošnja od oko 1,8 mil. tona naftnih derivata i oko 2,1 mlrd. m³ prirodnog plina (Slika 5.) prema potrošnji u 2025. od 3,7 mil. tona derivata, odnosno 1,8 mlrd. m³ plina. U budućim tržišnim okolnostima i s obzirom na raznovrsne prijetnje za sigurnost opskrbe,



Slika 5. Kretanje potrošnje naftnih derivata i prirodnog plina u razdoblju 1995. – 2024. i predviđanja do 2050.

Izvori: Slika je izrađena temeljem podataka iz: Republika Hrvatska, Ministarstvo gospodarstva, Energija u Hrvatskoj, EIHP. Godišnji energetski pregled 1995. – 1999. i druga godišnja; (DZS, 2026.); HSUP (2025.); (MZOE, 2019.)

poticanje i *intenziviranje domaća proizvodnja* je od strateške važnosti za gospodarstvo i stanovništvo što je uočeno i u Strategiji energetskega razvoja koja se do sada u tom segmentu energetske politike i aktivnosti ne ostvaruje. Tako je Strategijom predviđeno „istraživanje novih rezervi i povećanje njihove proizvodnje iz domaćih izvora kao jedan od načina povećanja sigurnosti opskrbe...” te shodno tome značajan rast ulaganja u istraživanja i proizvodnju. Pod tim pretpostavkama do 2035. proizvodnja nafte i plina bi se povećala za više od 2 puta i to nafte na oko 1,3 mil. tona, a plina na oko 1,6 mlrd. m³. To bi uz predviđanja pada potrošnje naftnih derivata i stagniranje prirodnog plina značilo smanjenje uvozne zavisnosti i sigurniju opskrbu do 2050., strateški posebno značajan u uvjetima rastućih rizika i neizvjesnosti uvoza.

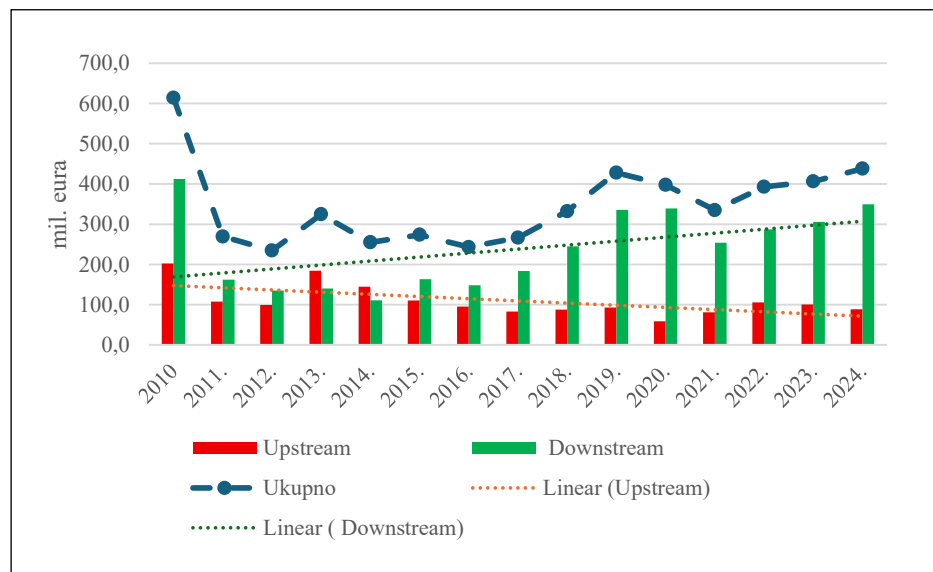
Međutim, dugoročni pad potražnje na hrvatskom i regionalnim tržištima utjecat će, između ostalog, na slabljenje energetske i ekonomske snage naftnih i plinskih poduzeća što se može izbjeći *diverzifikacijom* poslovanja čime bi se stabilizirala/povećala ukupna aktivnost i profitabilnost tvrtki te podržali padajuća proizvodnja, transport, distribucija, skladištenje i dr. nafte, naftnih derivata i prirodnog plina. U tome je ključno djelovanje države koja je pretežiti ili s velikom udjelom vlasnik kompanija, ali i kreator energetske politike i mjera. Do sada (svibanj 2026.) naftne i plinske tvrtke nisu kratkoročno na putu da značajnije diversificiraju poslovanja, ali imaju vizije

i predviđaju neke projekte koji bi tome doprinijeli, a neki od njih su:

- Gradnja i kupnja solarnih elektrana (SE) i drugih objekata OIE uz gradnju baterijskih sustava te provedba projekata energetske učinkovitosti na vlastitim postrojenjima i objektima – uglavnom sve kompanije.
- Projekt proizvodnje zelenog vodika u INA Rafineriji nafte Rijeka s planom završetka u 2027. uz gradnju elektrolizatora snage 10 MW i solarne elektrane snage 11 MW pri čemu se vodik planira koristiti u prometu (već potpisani sporazumi s nekim gradovima) i industriji te za proizvodnju goriva u rafineriji. (Ortutay Zs., 2024.), (Jutarnji list, 2026.)
- Gradnja postrojenja za proizvodnju biometa-na (INA, Sisak) sa završetkom u 2026. (EGE, 2024.)
- Priprema projekta Adria Wind (istraživanje potencijala vjetra za izgradnju odobalnih vjetroelektrana. (INA) (Ortutay Zs., 2024.).
- Planiranje projekata razvoja i dekarbonizacije tvrtke Plinacro (Plinacro, 2025.):
 - Transport vodika: Interkonekcija Hrvatska/Slovenija (Lučko-Zabok-Rogatec), novi plinovod koji će se koristiti i za transport vodika; interkonekcija Hrvatska/Mađarska, prenamjena postojećeg plinovoda u vodikovod; H₂ Backbone Hrvatska-Sjever, izgradnja novih

Slika 6. Kretanje investicija u kompanijama naftnog i plinskog sektora u razdoblju 2010. – 2024.

Izvori: Financijski izvještaji kompanija; <https://infobiz.fina.hr/subject/>.



i prenamjena postojećih plinovoda sjeverno od Bosiljeva prema većim urbanim centrima; H₂ Backbone Hrvatska-Jug, izgradnja novih i prenamjena postojećih plinovoda južno od Bosiljeva prema većim urbanim centrima.

- Projekti za prihvati i transport CO₂, Osijek, Sava, Drava.
- Projekti geotermalne energije (GE):
 - Istraživanje i proizvodnja GE (INA, Croscos – projektiranje i izrada bušotina na istražnim područjima Velika Gorica, Zaprešić, Osijek i Vinkovci (Tuschi, M., 2025.).
 - Od 2020. izdane su ili su u postupku izdavanja dozvole za istraživanja i/ili pridobivanja GE na područjima Ludbreg, Dugo Selo, Bjelovar, Slavonski Brod, Legrad-1, Ernestinovo, Sisak, Topusko, Sječe, Pčelić, Kotoriba, Lešćan, Međimurje-5, Vukovar 2, Tekić, Ferdinandovac-1, Sveta Nedjelja 1, 2, Sveta Nedjelja-Genera, Brdovec, Kutina, Novigrad Podravski i dr. (AZU, 2025.).
 - Prema scenariju umjerene tranzicije, u 2050. se predviđa rast kapaciteta proizvodnje električne energije u GTE na 427,8 MW prema 128,8 MW u 2030. i svega 10 MW u 2023. Prema istom scenariju potrošnja GE bi se povećala na 153 kilo tona ekvivalentne nafte (kten) u 2030. i dalje na 442,6 kten u 2050. (RH, Sabor 2020.).
- Širenje poslovanja JANAF-a na područje istraživanja i proizvodnje ugljikovodika kroz ulaganja u međunarodne projekte, poput sudjelovanja u projektu na istražnom polju Shygyys u Kazahstanu (od 2026.).

5.2. Strukturne promjene u investicijama

Kroz posljednjih petnaestak godina ulaganja naftnih i plinskih kompanija⁷ imaju blagi trend rasta uz promjenu strukture ulaganja prema downstream u odnosu na upstream djelatnosti⁸ (Slika 6.).

Uz ovakva ulaganja slabio je potencijal domaće proizvodnje primarnih izvora energije, nafte i plina, a povećavao se infrastrukturni potencijal za uvoz i izvoz. Najveća ulaganja kroz promatrano razdoblje ostvarena su u:

- istraživanje i proizvodnju nafte i plina – 2010. (Sirija, plin), 2013. – 2014.
- rafinerije (Rijeka) i marketing – 2022. – 2024.
- skladištenje nafte i naftnih derivata i transport nafte (JANAF) – 2011. – 2013., 2016. – 2020.
- transportnu infrastrukturu Plinacra – 2010., 2019. – 2020., 2023. – 2024.
- skladištenje plina PSP Okoli-ja – 2013. – 2015., 2022. – 2023.
- prihvati i otpremu UPP-a LNG Hrvatska – 2019. – 2021.⁹

⁷ S obzirom na dostupnost podataka obrađeni su podaci sljedećih kompanija: INA-e, JANAF-a, Plinacra, PSP Okolija i LNG Hrvatske.

⁸ Upstream djelatnosti obuhvaćaju istraživanje i proizvodnju nafte i plina, a downstream: rafinerije i marketing, transport i skladištenje nafte, naftnih derivata i prirodnog plina te prihvati i otpremu UPP-a.

⁹ Dinamika ulaganja u gradnju Terminala UPP-a (233,6 mil. eura) je procijenjena s obzirom da ne postoje javno objavljeni podaci o ulaganjima po godinama.

5.3. Rizici poslovanja i razvoja¹⁰

Naftni sektor je već više od pola stoljeća pod utjecajem šokova cijena, promjena globalne i regionalne politike i ekonomije, smanjenja potražnje u razvijenim državama i sankcijskih režima te se uglavnom uspio prilagođavati izazovima formiranjem obveznih zaliha, okrupnjavanjem, diverzifikacijom poslovanja prema električnoj energiji, OIE, petrokemiji, diverzifikacijom uvoznih pravaca i izvora, energetsom učinkovitošću i dr. Značajniji šokovi globalnog karaktera (cijena, geopolitike, mijenjanje pravaca opskrbe,...) uglavnom su novina u plinskom sektoru (od 2020./2022.) koji se također uspijeva prilagoditi i to: obveznim punjenjem skladišta i gradnjom novih, gradnjom plinovoda, interkonekcija te terminala UPP-a, zatim planiranjem i realizacijom projekata vodika i OIE koji su u sinergiji s plinom i dr.

Postojeće i očekivane raznovrsne prijetnje/izazovi koji često djeluju kombinirano, sveprisutne su i zahtijevaju provedbu strategija obrane od njihovih negativnih učinaka. Neke od važnijih prijetnji/izazova su:

Uvozna zavisnost

Jedan od najvećih rizika za naftni i plinski sektor je *visoka uvozna zavisnost* EU-a i shodno tome velike količina uvoza iz malog broju dobavnih pravaca i država te s time povezane prijetnje političkog i ekonomskog karaktera.

Geopolitičke krize vezane uz države Bliskog Istoka, Sjeverne Afrike, Rusije i dr. utjecale su na veću i ujednačeniju diverzificiranost opskrbe *naftom i naftnim derivatima*. U 2024. najveći uvoz nafte bio je iz: SAD-a (20,7 %) s trendom rasta, Bliskog Istoka (18,2 %) (Irak, Saudijska Arabija), CIS-a (17,5 %) (Kazahstan, Azerbajdžan), Sjeverne (12,5 %) i Zapadne Afrike (12 %) te Južne i Sjeverne Amerike (10,2 %). (EI, 2025)

Uz naftu (463 mil. tona) uvoze se i značajne količine derivata (218 mil. tona) i to najviše iz: SAD-a (23,8 %) s trendom rasta, zatim još uvijek iz Rusije (18,9 %) s trendom pada, Indije (12,7 %) i Sjeverne Afrike (9,8 %) s trendom rasta, Saudijske Arabije (6,7 %) i Kuvajta (6,6 %).

Plin (*prirodni i ukapljeni*, PP i UPP) se uvozio (2025.) u EU najvećim dijelom iz Norveške (33 %), SAD-a (27,1 % s trendom snažnog rasta) Alžira (12,9 %) i Rusije (12 % s trendom pada), a ostale dr-

žave čine 15 % (Katar, Velika Britanija, Azerbajdžan i dr.) (Slika 7.).

Ekonomski i politički odnosi s državama izvoznicama

Ekonomski odnosi EU-a s većinom država iz kojih se uvoze nafta i plin su vrlo skromni, osim sa SAD-om, Velikom Britanijom i Norveškom te Rusijom (uz značajan pad). Pritom su od 2022. promijenjeni odnosi s Rusijom nakon invazije i rata u Ukrajinu uz uvođenje sankcija kroz 20 paketa, a posebno mjera zabrane uvoza nafte i plina od kraja 2027. Od 2025. mijenjaju i odnosi sa SAD-om koji carinama, i drugim ekonomskim i posebno političkim aktivnostima postaje moguća prijetnja i za opskrbu naftom i plinom EU-a. Znatno je manja trgovina s Alžirom i Saudijskom Arabijom (neznatno iznad 1 %) te s ostalim državama izvoznicama energenata (manje od 1 %) (Sekulić, G., 2024.) pa bi jačanje ekonomskih, političkih i društvenih odnosa s tim državama doprinijelo i energetske sigurnosti, imajući u vidu smanjenje potražnje za naftom i plinom, ali i posljedice rata između SAD/Izraela i Irana u 2026. te nastavak političkih i energetskih opasnosti za opskrbu (posebno zbog blokada Hormušskog tjesnaca i ratnih prijetnji). Usto, neki današnji glavni izvoznici nafte i plina (SAD, Norveška, Velika Britanija i dr.) u Europu raspolažu relativno malim rezervama u odnosu na države Srednjeg Istoka i CIS-a čiji je trošak istraživanja i proizvodnje znatno manji.

Promjenjivost cijena

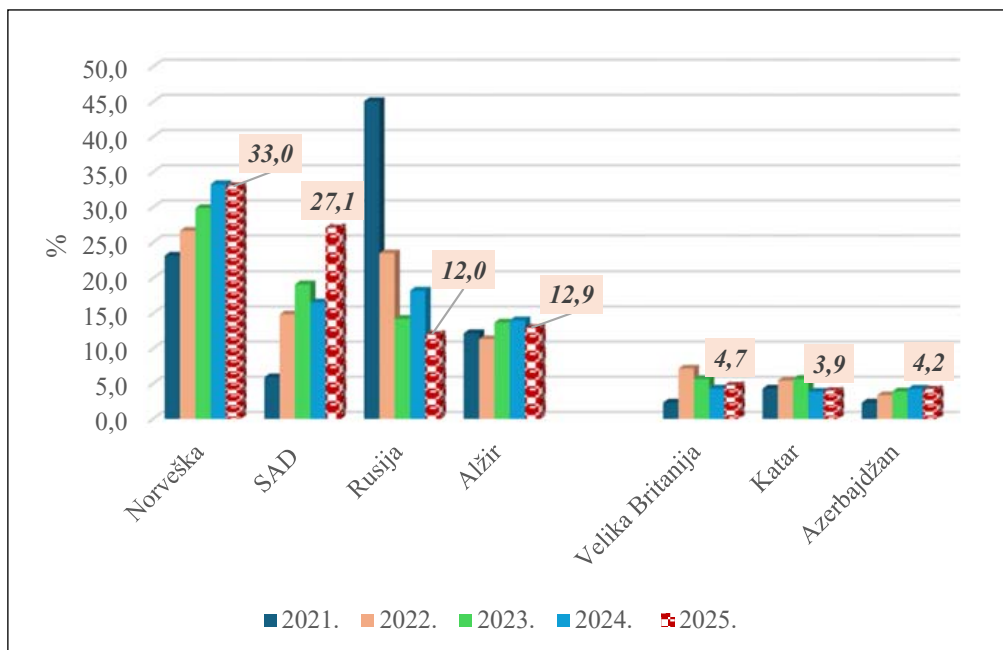
Promjenjivost cijena nafte i plina s povremenim šokovima u promatrana tri desetljeća (Slika 8.) usko su povezani najčešće s geopolitičkim čimbenicima (pod utjecajem ekonomskih interesa) koji su prijetnja ponudi i utječu na energetske politiku koja potiče smanjenje potrošnje energije, posebno nafte.

Šokovi rasta i visokih cijena nafte u 2007. – 2008., 2010. – 2014. i 2021. – 2023. bili su uglavnom posljedica globalnih političkih nestabilnosti: invazije na Irak i „arapskog proljeća“ (revolucije i civilnih ratova u Tunisu, Egiptu, Libiji i Siriji) te početka rata u Ukrajini i sankcijskih režima. Pritom su rat i tenzije na Bliskom Istoku utjecali na rast cijena nafte na iznad 100 USD/bbl od ožujka 2026., ali i na rast (nešto blaži) cijena plina. Tako je 15. svibnja cijena nafte iznosila 109,3 USD/bbl, a plina 50,5 eura/MWh.

Pikovi cijena plina bili su rezultat djelovanja:

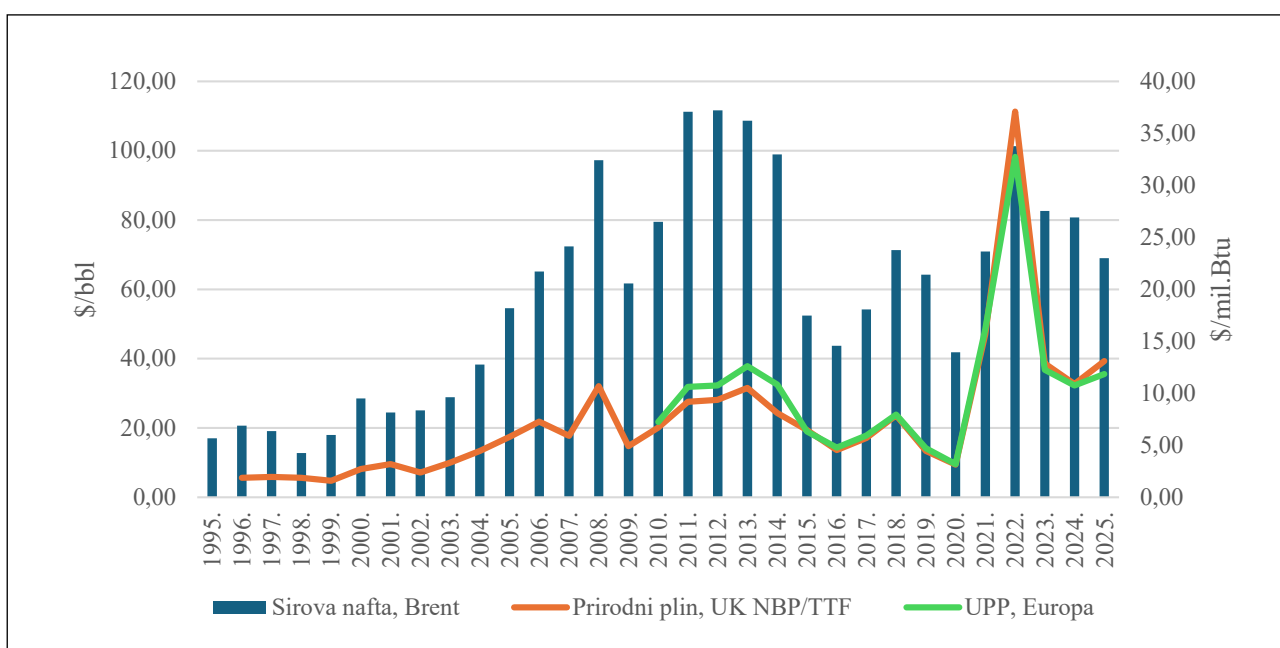
- 2008. – ekonomsko-tržišnih čimbenika kao što su: ograničene zalihe, rast cijena nafte i ugljena, rast potražnje te odgođena ulaganja kojima se

¹⁰ Analizirani su globalni i rizici za EU koji snažno djeluju i na naftni te plinski sektor Republike Hrvatske.



Slika 7. Udjeli pojedinih država u ukupnom uvozu PP-a i UPP u EU u razdoblju 2021. – 2025.

Izvor: (Sekulić, G., 2026.); ACER (2026.)



Slika 8. Kretanje cijena sirove nafte, prirodnog plina i UPP-a u Europi u razdoblju 1995. – 2025.

Izvor: Slika je izrađena temeljem podataka iz: Energy Institute. 2025 Statistical Review of World Energy, June 2025. i ranijih godišta; <https://www.eia.gov/outlooks/>; https://aegis.acer.europa.eu/terminal/price_assessments

predviđalo ugljen i naftu zamijeniti plinom u elektranama i dr. (IEA/OECD, 2008.).

- 2012. – 2013. – neravnoteže potražnje i ponude te rasta cijena nafte uz koju su bile vezane cijene plina. (Hulshof, D., Maat, JP. i dr., 2016.).
- 2022. – geopolitičkih aktivnosti (ruska invazija i rat u Ukrajini.)
- 2026. – geopolitičkih izazova (rat i ratne okolnosti na Bliskom Istoku)

Spomenuti i s njima povezani rizici djelovat će i nadalje na kretanje cijena.

Smanjenje ulaganja

Na ulaganja u globalnom naftnom i plinskom sektoru nepovoljno utječe nekoliko bitnih čimbenika, kao npr.: pad potražnje; povremena smanjenja cijena s posljedicom na razvoj projekata i infrastrukture; sve zahtjevnije zakonodavstvo zbog čega se povećavaju

troškovi, produžava vrijeme odobravanja i realizacije projekata i dr.; kraći rokovi povrata ulaganja; i dr.

Rezultati ovih prijetnji na *globalnoj razini* su (IEA, 2025.):

- Smanjenje ulaganja u upstreamu naftnog i plinskog sektora na oko 570 mlrd. USD u 2025. prema oko 850 mlrd. USD u 2015. i oko 650 mlrd. USD u 2018. Pritom su ulaganja u nova polja iznosila samo 25 %, a mnoge kompanije su usmjerile investicije na projekte UPP-a. Sve to utjecat će dugoročno na ograničenja u ponudi i tržišnu neravnotežu s rastom cijena.
- Slične trendove pokazuju i investicije u rafinerije nafte s padom u 2024. – 2025. na iznos od oko 30 mlrd. USD prema oko 50 mlrd. USD u 2018. Ulaganja u europske rafinerije su na povijesnim minimumima uz kontinuirano smanjenje rafinerijskih kapaciteta, a ulaganjima u integrirane rafinerijsko-petrokemijske komplekse, biogoriva i sl. predviđa se povećanje profitabilnosti i osiguranje dugoročnosti ukupnog poslovanja. Posljedica takve strategije je visoka zavisnost i o uvozu naftnih derivata.

Sve stroži zahtjevi u vezi zaštite okoliša, sigurnosti i zdravlja

Naftno i plinsko gospodarstvo te potrošači suočavaju se s rastućim ekološkim izazovima smanjenja ugljičnog otiska i prijelaza na „čišća“ goriva s ciljem doprinosa smanjenju emisija stakleničkih plinova. Usto, propisi o zaštiti okoliša zahtijevaju sve veća ulaganja u tehnologije i prakse kako bi se ubrzala dekarbonizacija. Također se traži usklađenost poslovanja sa sve zahtjevnijom sigurnosnim standardima i propisima radi sprječavanja nesreća i zaštite zaposlenika te lokalnog stanovništva.

6. Zaključak

Razvoj i strateške promjene energetskog i ekonomskog potencijala naftnog i plinskog sektora kroz proteklih trideset godina utječu na današnju i buduću sigurnost opskrbe energijom, ali i ekonomsku te političku sigurnost Republike Hrvatske. Na to su direktno utjecali domaća proizvodnja nafte i plina s trendovima pada, energetska politika, upravljačke (od strane kompanija i njihovih vlasnika) i političke odluke o ključnim aspektima poslovanja. Istovremeno su ostvarena značajna ulaganja u plinsku i naftnu

infrastruktura kojom je omogućen veći uvoz iz više destinacija što doprinosi sigurnosti opskrbe RH, Srednje i Jugoistočne Europe. Zahvaljujući raspoloživim kapacitetima postoje mogućnosti rasta izvoza što može pridonijeti boljem korištenju kapaciteta, isplativosti ulaganja i povećanju ekonomskog potencijala. U takvim okolnostima i zahvaljujući svom geostrateškom položaju RH je postala energetska čvorište, naročito kad je riječ o opskrbi naftom i plinom za ovaj dio Europe. Uloga naftne i plinske infrastrukture, poput JANAF-a i LNG terminala, u budućnosti će dodatno rasti s obzirom na potrebu EU-a za otpornijim i fleksibilnijim energetske sustavima.

Nafta i plin predstavljaju dominantan energetske potencijal RH s udjelom od 43,2 % (nafte) i 23,5 % (plin) u ukupnoj potrošnji energije (2024.), slično kao i u 1995., ali s trendom smanjenja udjela nafte i blagog rasta plina do 2040. na 30,2 %, odnosno 25,8 %. Pritom će i dalje biti visoka uvozna zavisnost koja je uglavnom posljedica pada i skromnih ulaganja u istraživanja i proizvodnju.

Predviđanja potrošnje nafte i plina u narednih petnaest godina ukazuju na potrebu snaženja ekonomskog potencijala naftnih i plinskih djelatnosti. Pritom provođenje nekih zakonodavnih i regulatornih promjene (razdvajanje djelatnosti, regulacija cijena, postupci ishođenje dozvola i dr.), promjena vlasništva i sl. nije dalo očekivane učinke. Slabile su proizvodne, a jačale trgovinske djelatnosti. Sve to dovodi u fokus potrebu dubljeg razmatranja i promjena zakonodavstva i regulative, cijena, upravljanje kompanijama, boljeg korištenja prilika na domaćem i regionalnim tržištima nafte i plin. U budućim tržišnim okolnostima i s obzirom na raznovrsne prijetnje za sigurnost opskrbe, poticanje i intenziviranje domaće proizvodnje trebalo bi biti jedan od strateških energetske ciljeva što je predviđeno i u Strategiji energetske razvoja.

Među glavne prijetnje spadaju: visoka uvozna zavisnost, nedovoljna diverzificiranost količina uvoza uz sve veći uvoz iz SAD-a; slabi ekonomski i politički odnosi s državama velikim proizvođačima koje imaju dugotrajne rezerve nafte i plina; promjenjivost i šokovi globalnih cijena te prilagodba i promjena domaćih cijena vodeći računa o konkurentnosti industrije i slabije platežnim potrošačima, profitabilnosti kompanija koja treba omogućiti razvoj i održavanje sigurnosti sustava; sve stroži zahtjevi u vezi zaštite okoliša, sigurnosti i zdravlja i dr.

Literatura

1. ACER, 2026. Analysis of the European LNG market developments, 2026 Monitoring Report. 13 May 2026
2. AZU, 2025. <https://azu.hr/hr-hr/geoterme/>, (pristupljeno 23. lipnja 2025.)
3. DZS, 2026. Tablica. Kratkoročni pokazatelji energetske statistike. <https://podaci.dzs.hr/hr/podaci/okolis-i-energija/energija/>
4. EGE, 2024. <https://www.energetika-net.com/obnovljivi-izvori/zeleni-vodik-i-biometan-made-in-ina>, 15. travnja 2024.
5. EI, 2025. Energy Institute. 2025 Statistical Review of World Energy, June 2025. i ranija godišta
6. Eurostat, 2026. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database>
7. Fina, 2025., 2026. <https://infobiz.fina.hr/subject>
8. Forbes, 2025. <https://forbes.dnevnik.hr/aktualno/ruski-lukoil-najavio-prodaju-imovine-na-zapadu-zbog-sankcija-sto-imaju-u-hrvatskoj>, 28. listopada 2025.
9. HERA, 2026. https://www.hera.hr/hr/html/registar_dozvola.html, pristupljeno 14. svibnja 2026.
10. HSUP, 2025. Plinsko gospodarstvo Republike Hrvatske 2024.
11. Hulshof, D., Maat, JP, i dr., 2016. Market fundamentals, competition and natural-gas prices. Energy Policy, Volume 94, July 2016
12. IEA/OECD, 2008. Natural Gas Market Review 2008
13. IEA, 2025. World Energy Investment 2025
14. JANAF, 2026. Na Glavnoj skupštini JANAF-a izglasano ulaganje u istraživanje nafte u Kazahstanu, <https://janaf.hr/vijesti>
15. Jutarnji list, 2013. <https://www.jutarnji.hr/vijesti/hrvatska/veliko-preuzimanje-cermak-za-100-milijuna-eura-kupio-omv-hrvatsku-63-benzinske-sada-su-njegove>, 1. veljače 2013.
16. Jutarnji list, 2026. <https://www.jutarnji.hr/novac/infobox/zahuktala-se-gradnja-prvog-pogona-za-proizvodnju-zelenog-vodika-u-hrvatskoj>, 28. svibnja 2026.
17. Krpan, M., 2025. Nastavak i povećanje vlastite proizvodnje ugljikovodika, ulaganja u obnovljive izvore energije, modernizaciju infrastrukture te jačanje uloge prirodnog plina kao goriva. Intervju. HUNIG. Nafta i Plin. Godište 45. broj 184.-185. / 2025.
18. Lukoil, 2025. <https://lukoil.hr/>, (pristupljeno 28. svibnja 2025.)
19. MING, 2025. Republika Hrvatska, Ministarstvo gospodarstva. Integrirani nacionalni energetske i klimatski plan za Republiku Hrvatsku za razdoblje od 2021. do 2030. godine, ožujak 2025.
20. MZOE, 2019. Republika Hrvatska, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike. Analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske, Bijela knjiga, EIHP. Zagreb, svibanj 2019.
21. Nacional, 2021. <https://www.nacional.hr/plinacro-20-godina-razvoja-plinskog-transportnog-sustava/>, 29. listopada 2021.
22. Nestić, D., Lovrinčević Ž., i dr., 2001. Plaće u Hrvatskoj – Stanje i makroekonomske implikacije različitih scenarija budućih kretanja. Aktualni problemi privrednih kretanja i ekonomska politika. Ekonomski pregled, 52 (1–2) (2001)
23. Ortutay Zs., 2024. Ulažemo u očuvanje postojeće proizvodnje ugljikovodika kroz nova istraživanja te istodobno razvijamo održivi nisko ugljični poslovni model. Intervju. HUNIG. Nafta i plin. Godište 44. Broj 182.-183. / 2024.
24. Petrol, 2025. <https://www.petrol.eu/hr/petrol-d-o-o/predstavitev>, (pristupljeno 29. svibnja 2025.)
25. Plinacro, 2025. Godišnje izvješće Plinacro Grupe za 2024. Zagreb, travanj 2025.
26. RH, Sabor 2020. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu. NN 25/2020
27. Sekulić, G., 2024. Energetska sigurnost EU-a zahtjeva nove i poboljšane postojeće modele otpornosti na krize. HUNIG. Nafta i plin Godište 44. Broj 182.-183. / 2024.
28. Sekulić, G., 2025. Cijene plina uz geopolitičke i druge rizike, mjere energetske politike te rastuće razlike među maloprodajnim cijenama. HSUP. Plin-broj 1 – godina XXV – ožujak 2025.
29. Sekulić, G., 2026. Uloga plina u kontekstu globalnih političkih, ekonomskih i energetske rizika te energetska politika i trendovi Europske Unije. HSUP. Plin-broj 1 – godina XXVI – ožujak 2026.
30. Tifon, 2025. <https://nafta.hr/tifon/>, (pristupljeno 9. lipnja 2025.)
31. Tuschi, M., 2025. Hrvatska je već prepoznata na svjetskoj karti po primjeni i značajnim kapitalnim ulaganjima u geotermalni potencijal. Intervju. HUNIG. Nafta i plin, Godište 184.-185. / 2025.

Koncept operativne ovojnice injekcije bušotine za CO₂

CO₂ Injection Well Operating Envelope Concept

dr. sc. Goran Lešković
INA-Industrija nafte d.d., Zagreb
goran.leskovic@ina.hr



Ključne riječi: operativna ovojnica bušotine, fazno ponašanje CO₂, sistemska analiza utisne bušotine za CO₂, hvatanje i trajno skladištenje CO₂ u geološke formacije.

Key words: well operating envelope, CO₂ phase behaviour, CO₂ injection well system analysis, carbon capture and storage (CCS).



Sažetak

Operativna ovojnica bušotine (*eng. Well Operating Envelope*) novi je pojam kojim se opisuje operativno područje rada injekcije bušotine za CO₂. Posebno je zanimljiva u kontekstu tehnologija CCS i CO₂-EOR. Očituje se kao grafički prikaz zavisnosti kretanja injekcionih količina CO₂ u odnosu na tlak i temperaturu ušća bušotine (P_{WH} i T_{WH}). Izrađuje se za određenu vrijednost ležišnog tlaka (P_R).

Operativna ovojnica bušotine se koristi za identifikaciju područja stabilnog procesa utiskivanja CO₂ u dominantno gusto i dominantno plinovitom stanju u funkciji promjene tlaka i temperature na ušću bušotine, važećeg ležišnog tlaka i količina CO₂ koje se utiskuju u ležište. Pomoću operativne ovojnice bušotine jasno se omeđuje područje mogućih nestabilnosti protoka uvjetovanih faznim promjenama fluida u bušotini. Ovo područje karakterizira mogućnost pojave neustaljenog stanja protjecanja koje se manifestira u vidu značajnih pulzacija tlaka i fluktuacija temperatura zbog čega se u operativnom smislu izbjegava.

Cilj ovoga rada je prikazati uporabnu vrijednost operativne ovojnice bušotine kao vrijednog alata u procesu razumijevanja operativnih karakteristika bušotine unutar sustava za injektiranje CO₂. Prikazana je i metodologija konstrukcije operativne ovojnice temeljena na sistemskoj analizi bušotine (Nodal analizi) s osvrtom na važnost razumijevanja termodinamičkog ponašanja CO₂ i odabira primjerenog pVT matematičkog modela.

Metodologija izrade, analize i načina uporabe operativne ovojnice dana je na primjeru tipske bušotine SJ X-5 Dir odobalnog lokaliteta Sjeverni Jadran.



Abstract

Well Operating Envelope is a new term used to describe the operating area of a CO₂ injection well. It is particularly interesting in the context of CCS and CO₂-EOR technologies. It manifests itself as a graphical representation of the dependence of the movement of the CO₂ injection quantities in relation to the pressure and temperature at the wellhead (P_{WH} and T_{WH}). It is made for a specific value of reservoir pressure (P_R).

Well Operating Envelope is used to identify the area of the stable CO₂ injection in the dominantly dense and dominantly gaseous state as a function of the change in pressure and temperature at the wellhead, the specific reservoir pressure and the amount of CO₂ that is injected into the reservoir. Using the Well

Operating Envelope, the area of possible flow instabilities caused by phase changes of the fluid in the well is clearly demarcated. This area is characterized by the possibility of an unstable flow condition, which manifests itself in the form of significant pressure pulsations and temperature fluctuations, which needs to be avoided in an operational sense.

The aim of this paper is to show the utility value of the Well Operating Envelope as a valuable tool in the process of understanding the operational characteristics of the well within the entire CO₂ injection system. The methodology for the construction of the operating envelope is presented based on the system analysis of the well with reference to the importance of understanding the thermodynamic behaviour of CO₂ and choosing an adequate pVT mathematical model.

The methodology of construction, analysing, and using the operational envelope is given on the example of the typical offshore North Adriatic well SJ X-5 Dir.

1. Uvod

Karakteristika pVT ponašanja CO₂ je da u dvofaznom pojasu promjene stanja (od 100 % plinovite do 100 % kapljevite faze i obrnuto) dolazi do dramatične promjene vrijednosti gustoće (Tablica 1), kao i transportnih svojstava fluida koje isto tako dramatično utječu na utisne mogućnosti bušotine u cjelini. Karakteristika dvofaznog područja protjecanja u bušotini je da se mogu (ali i ne moraju) javiti nestabilnosti u protoku u vidu pulzacija tlaka (hidrauličkih udara) i naglih promjena temperatura, što se zbog niza tehničkih razloga želi izbjeći. Acevedo i Tucker (2022) pokazali su da je upravljanje faznim ponašanjem CO₂ u kontekstu tehnologije CCS u iscrpljenim plinskim ležištima glavni tehnički izazov, i svodi se u suštini na izbjegavanje uvjeta pod kojim dolazi do nekontroliranog utisa CO₂. Ustvrdili su da su nestabilnosti protjecanja vezane uz uvjete pojave višefaznog protjecanja i posljedično naglih i značajnih promjena temperature zbog Joule-Thomsonova efekta. Ovakva neustaljena stanja protjecanja obično se analiziraju u sklopu zasebne studije o stabilnosti protoka (*eng. Flow Assurance Study*) i kao takva nisu predmet razmatranja u ovom radu.

Veličina ekspanzije CO₂ i sniženja temperature, kao posljedice fazne promjene stanja, uglavnom zavisi o veličini dinamičkog tlaka u bušotini, odnosno o le-

žišnom tlaku. Što je tlak niži, to je razina pothlađenja veća. Utjecaj ovakvog ponašanja naročito je izražen kod iscrpljenih ležišta ugljikovodika. Tada je otpor ležišta u odnosu na infrastrukturu najmanji moguć, ali i represija na ležište najviša moguća, posebice u slučaju utisa dominantno gustog fluida. Tehnički razlozi zbog kojih se žele izbjeći nestabilnosti prilikom injektiranja poglavito su vezani su uz pojave niskih temperatura što za posljedicu može imati smrzavanje paker fluida, p-T uvjete protjecanja ispod dozvoljenog temperaturnog / operativnog raspona bušotinske opreme, pucanja cementne veze iza kolone zaštitnih cijevi i/ili stvaranja fraktura u stijenama pribušotinske zone. Tu su i problemi koje mogu uzrokovati hidrati u koliko se stvore uvjeti za to. Autori su u tom smislu predložili dvije grupe rješenja za upravljanje faznim ponašanjem CO₂ u bušotinama. Prva grupa odnosi se na intervencije u bušotinama u koje spadaju:

- povećanje veličine trenja u uzlaznom nizu cijevi (ugradnjom tubinga malog promjera i/ili relativno velikim protokom fluida u odnosu na promjer cijevi);
- ugradnja dubinske sapnice;
- namjerno reduciranje injektivnosti ležišta (primjerice djelomično raskrivanje ležišta).

Druga grupa odnosi na integralna rješenja koja uključuju intervencije na injekcionoj infrastrukturi u koje spadaju:

- termička izolacija sustava priključnih cjevovoda bušotina u svrhu što manjeg gubitka temperature fluida u utisnoj infrastrukturi;
- grijanje fluida u svrhu podizanja temperature na ušću bušotina.

Zbog svega navedenog jedan od glavnih zadataka prilikom projektiranja/analiziranja CCS sustava je identificirati granična područja tlakova i temperatura ušća bušotine i utisnih količina kod kojih započinju i završavaju mogući neustaljeni uvjeti protjecanja. Konkretno to znači odrediti koje su to maksimalne količine utisa u dominantno plinovitoj fazi, odnosno koje su to minimalne količine utisa u dominantno gustoj fazi (kapljevitom i/ili u superkritičnom stanju) i pri kojim se tlakovima i temperaturama na ušću bušotine ta transformacija faza događa. Sve u zavisnosti o trenutnom tlaku ležišta. Upravo je operativna ovojnica bušotine alat pomoću kojeg postaje moguće na jednom mjestu identificirati operativne mogućnosti bušotine uvažavajući spomenuta ograničenja.

2. Važnost razumijevanja faznog ponašanja CO₂

Osobitosti faznog ponašanja CO₂ uvelike određuju da li će neka geološka struktura/ležište biti pogodno i/ili u kojoj mjeri za skladištenje CO₂. Mehanizam protoka CO₂ kroz sustav cijevi i ležište kompleksan je termodinamički proces i zbog toga je od vitalne važnosti poznavati termodinamičke odnose stanja CO₂. Tradicionalno se u naftnoj industriji za pVT karakterizaciju kompleksnih smjesa ugljikovodičnih komponenti koriste simulacijski algoritmi bazirani najčešće na Peng-Robinson (PR) i Soave-Redlich-Kwong (SRK) kubnim jednadžbama stanja. Uz primjereno usklađivanje korekcijskih parametara jednadžbi prema rezultatima laboratorijskih analiza pVT ponašanja razmatranih smjesa, uglavnom dobro oponašaju fazne promjene i odnosna fizikalna svojstva fluida. Rezultati proračuna provedeni pomoću PR i SRK jednadžbi stanja za čisti (ili uglavnom čisti) CO₂ pokazali su jako dobro slaganje u predikciji krivulje zasićenja. Međutim nisu u mogućnosti reproducirati dvofazno područje karakteristično za samu putanju krivulje zasićenja faznog (p-T) dijagrama CO₂. Zbog toga, prilikom proračuna gradijenata tlaka i temperature, kod uporabe ovih modela dolazi do naglih skokova budući da isti

prepoznaju samo stanja 100 % plinske faze, 100 % kapljevite faze i superkritično područje. Posljedica su velike razlike u izračunatim gustoćama pri stanjima vrlo malih promjena u zoni prijelaza krivulje zasićenja p-T dijagrama.

Uvažavajući činjenicu da je tijekom modeliranja, simulacija i projektiranja sustava injektiranja CO₂ u geološke strukture od vitalne važnosti točno oponašanje njegovih termodinamičkih i transportnih svojstava, odabir primjerenog pVT matematičkog modela od prvorazrednog je značenja. Specifičnosti CO₂ modeliranja vezane su uz značajne termalne efekte koji se javljaju pri protoku kroz suženja i sapnice, pri kompresiji/dekompresiji CO₂, te promjena stanja u ležištu, naročito u pribušotinskoj zoni. Također, tu su značajne i nagle promjene gustoće koje su vezane uz fazno ponašanje CO₂ što ima naročit utjecaj na ponašanje gradijenta tlaka i temperature u bušotinama.

Zbog toga je u ovom radu za izračun svih relevantnih volumetrijskih i termalnih svojstva CO₂ korištena parametarska jednadžba stanja Span i Wagnera (1996) u Helmholtz-ovom obliku koja se smatra industrijskim standardom za pVT modeliranje CO₂. Glavna snaga jednadžbi stanja u Helmholtz-ovom obliku je sposobnost izračuna značajnog broja termodinamičkih vrijednosti stanja razmatranih fluida.

Tablica 1. Rubne vrijednosti entalpije i gustoće čistog CO₂ pri karakterističnim temperaturama i odnosnim tlakovima zasićenja (izvor: literatura 2 i 3, prilagodio G. Lešković).

Temperatura (°C)	Tlak zasićenja (bar)	Entalpija (kJ/kg)	Gustoća (kg/m ³)	Faza (% plina)
0	34,85	430,89	97,65	plin (100 %)
		200,00	927,43	kapljevina (0 %)
5	39,70	427,48	114,62	plin (100 %)
		212,50	896,03	kapljevina (0 %)
10	45,02	422,88	135,16	plin (100 %)
		225,73	861,12	kapljevina (0 %)
15	50,87	416,64	160,73	plin (100 %)
		239,99	821,21	kapljevina (0 %)
20	56,28	407,87	194,20	plin (100 %)
		255,87	773,39	kapljevina (0 %)
25	64,34	394,43	242,73	plin (100 %)
		274,78	710,50	kapljevina (0 %)
30	72,14	365,13	345,10	plin (100 %)
		304,55	593,31	kapljevina (0 %)
30,98	73,77	332,25	467,60	Kritična točka

Osim međuzavisnosti tlaka, temperature i gustoće, tu su brzina zvuka, izotermalni i izobarni toplinski kapaciteti, tlakovi para, gustoće kod tlakova isparavanja i rošenja, entalpije isparavanja, entropije, Joule-Thomsonova koeficijenta, itd., sve u zadanim vrijednostima pogreške u odnosu na mjerene/publicirane vrijednosti (Marcia i dr.; 2022).

Iako postoje modeli koji izravno preko entropije povezuju jednadžbu stanja i transportna svojstva fluida, tradicionalno se za izračun transportnih svojstva koriste modeli razvijeni nezavisno od jednadžbi stanja kao funkcije gustoće i temperature (Marcia i dr.; 2022). Ovaj princip primijenjen je i u ovom radu tako da je za izračun viskoznosti korišten model Laesecke i Muzny (2017), toplinske vodljivosti model Huber i dr. (2016) i površinske napetosti model Mulero i dr. (2012). Pri tome ulazne vrijednosti tlaka, temperature i gustoće za izračun transportnih svojstava dolaze od glavnog modela Span i Wagnera (1996). Više o pVT programu korištenom u ovom radu može se naći u literaturi 6.

Prilikom pVT modeliranja vrlo je važno razumjeti fazno ponašanje CO₂. Fazno ponašanje uzrokovano je promjenama stanja entalpije kod tlaka i temperature zasićenja, poznatim još i pod nazivom diskontinuitet entalpije. Budući da u standardnom p-T dijagramu ne postoji način kako prikazati diskontinuitet entalpije, fazno ponašanje primjereno je prikazati pomoću p-H dijagrama. Slika 10 prikazuje p-H dijagram čistog CO₂.

Pogleda li se поближе Slika 10, može se primijetiti da u područjima gdje egzistira jedna faza, bilo kapljevita, plinovita ili se nalazimo u superkritičnom području, jedna jedinstvena vrijednost tlaka, temperature i entalpije određuju termodinamičko stanje fluida. U dvofaznom području raspona temperatura i tlakova (ispod kritične točke omeđenom krivuljom isparavanja i krivuljom rošenja), za neku konstantnu vrijednost temperature i tlaka zasićenja, postoji točno određeni raspon vrijednosti entalpije unutar kojeg se događa fazna tranzicija u punom rasponu, od 100 % kapljevite do 100 % plinovite faze. Razlike u entalpiji pri tome korespondiraju latentnoj toplini (energiji potrebnoj za prijelaz iz kapljevite u plinovitu fazu). Na ovaj način, uvođenjem p-H dijagrama, moguće je pratiti fazno ponašanje čistog CO₂ u injekcionoj infrastrukturi i u ležištu. Tablica 1 prikazuje rubne vrijednosti entalpije i gustoće čistog CO₂ pri karakterističnim temperaturama i odnosnim tlakovima zasićenja.

3. Sistemska analiza bušotine

Cilj optimalizacije rada (projektiranja) utisnog sustava je utisnuti fluid u ležište uz što manje gubitke raspoložive/uložene energije (tlaka i temperature). Kako bi se u cijelosti mogli sagledati svi aspekti tog gubitka nužno je poznavati fizikalne procese što se odvijaju na tom putu pri čemu se isti sustav sagledava kao jedinstvena cjelina u kojoj promjene u jednoj točki sustava neminovno uzrokuju promjene u cjelokupnom sustavu. Sistemska analiza sveobuhvatan je postupak koji se temelji na raspodjeli utisnog sustava bušotine na karakteristična čvorišta, od kojih se neka i ne moraju nalaziti u realnom modelu, i računanja promjene tlaka i temperature u njima (Slika 1), sve u zavisnosti o kretanju injekcionih količina. Dvije krajnje točke, srednji ležišni tlak i temperatura (P_R i T_R) i tlak i temperatura ušća bušotine (P_{WH} i T_{WH}) konstantne su (rubne) vrijednosti u razmatranoj točki vremena. Ostale točke karakteristične su po specifičnoj fizici protjecanja fluida i za njih su definirani fizikalni obrasci koji opisuju funkcionalnu zavisnost tlaka i temperature o trenutnom protoku fluida u čvoru. S fizikalnog stajališta karakteristična su sljedeća područja protjecanja fluida u prikazanom modelu i odnosni gubici tlaka i temperature u njima:

- područje protjecanja fluida iz bušotine u ležište (*eng. Inflow Performance*). U ovom području računa se injektivnost bušotine. Vrijednost injektivnosti bušotine iskazuje se kroz Indeks injektivnosti i odnosnu IPR krivulju (*eng. IPR – Inflow Performance Relationship*). IPR krivulja pokazatelj je zavisnosti kretanja injekcionih količina CO₂ o dinamičkom tlaku ispred perforacija u bušotini (P_{WF}) kod nekog ležišnog tlaka (P_R);
- područje protjecanja fluida u bušotini iskazuje se kroz VLP krivulju (*eng. VLP – Vertical Lift Performance*). VLP krivulja pokazatelj je zavisnosti kretanja injekcionih količina CO₂ o dinamičkom tlaku ispred perforacija u bušotini (P_{WF}) kod nekog tlaka i temperature ušća bušotine (P_{WH} i T_{WH}). U ovom području računa se distribucija tlaka i temperature po dubini bušotine, uvažavajući sve promjene trajektorije bušotine, konstrukcije bušotine, unutarnjeg promjera cijevi i instaliranih restrikcija u vidu dubinskog sigurnosnog ventila ili dubinskih regulatora protoka ako postoje. Također, ovdje se provodi proračun/kontrola eventualne

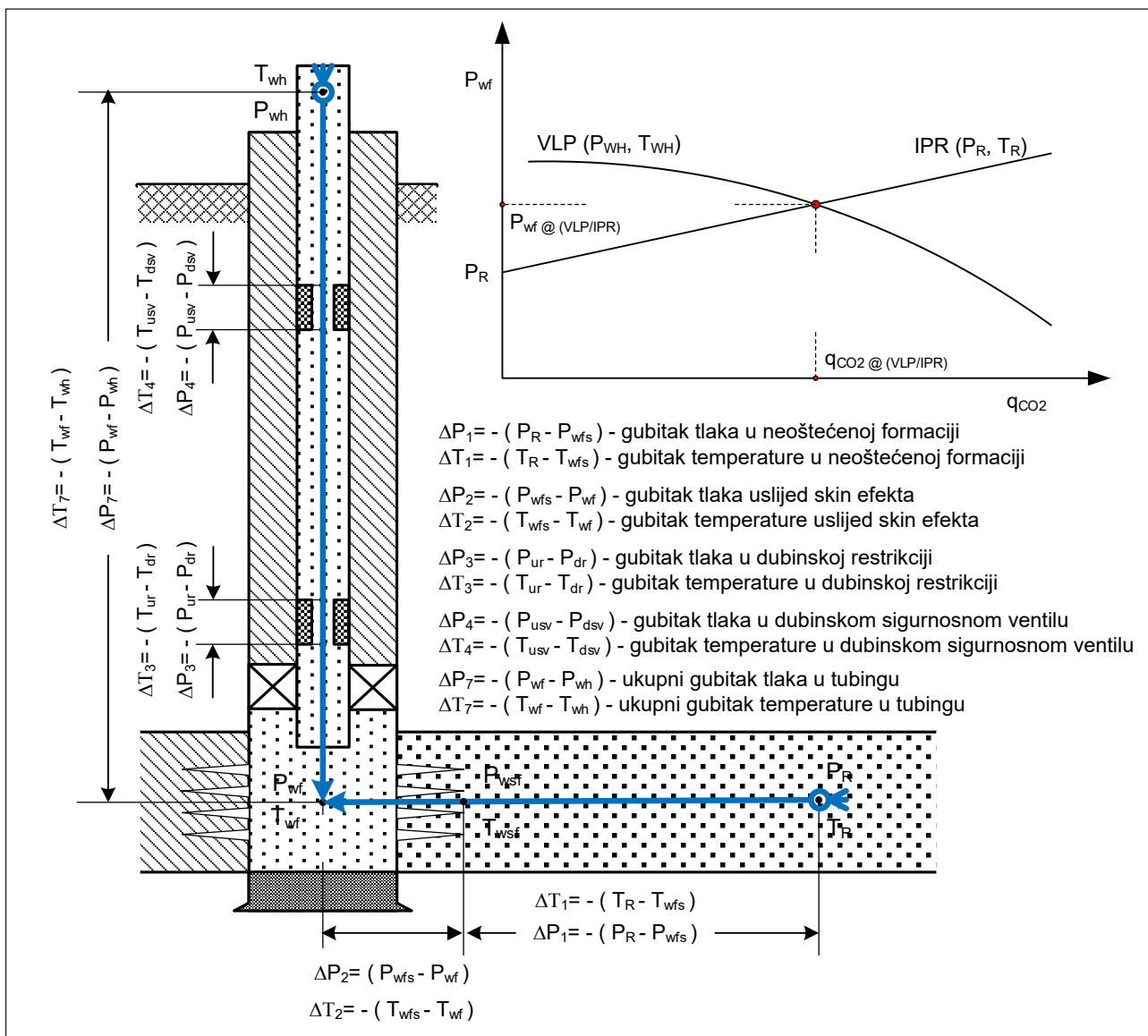
pojavnosti erozije stijenki uzlaznih cijevi uzrokovane visokim brzinama protjecanja fluida te kontrola pojavnosti eventualnih uvjeta za stvaranje hidrata.

Odabirom čvorišta ispred perforacija u bušotini (P_{WF} i T_{WF}), kao točke rješavanja postavljenog modela, računaju se promjene tlakova i temperatura u odnosu na veličinu protoka kroz sva odnosna čvorišta počevši sa jedne strane od točke (P_{WH} i T_{WH}), a sa druge strane od točke (P_R i T_R). Presjecište krivulja u dijagramu VLP/IPR rješenje je postavljenog modela. Slika 1 prikazuje model sistemske analize s rješenjem po čvorištu ispred perforacija u bušotini, (P_{WF} i T_{WF}). Operativna ovojnica bušotine osnovni je alat koji se koristi pri procjeni injektivnog kapaciteta bušotine a koji je izravno proizašao iz opisane sistemske analize.

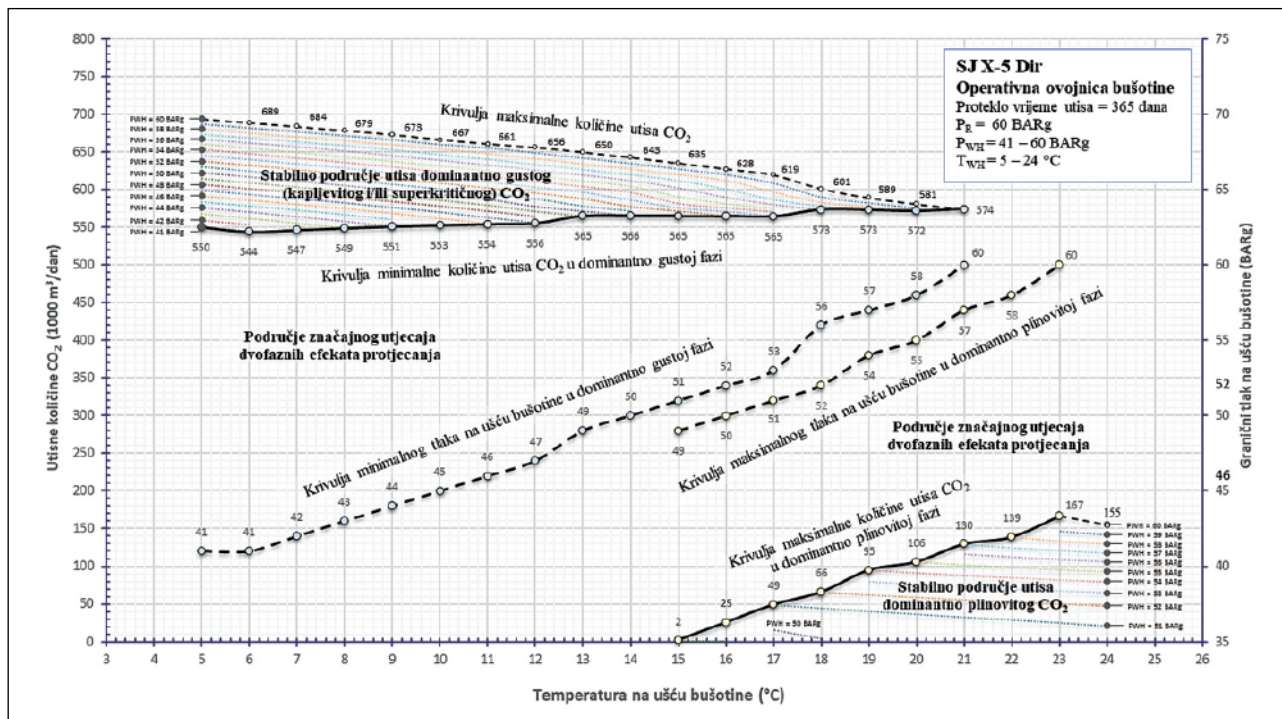
4. Operativna ovojnica bušotine

Operativna ovojnica bušotine novi je pojam kojim se opisuje operativno područje rada bušotine, uvažavajući sve karakteristike i ograničenja uvjetovana pribušotinskom zonom i ležištem, trajektorijom, konstrukcijom i injekcionom opremom bušotine. Očituje se kroz grafički prikaz zavisnosti kretanja injekcionih količina CO_2 u odnosu na tlak i temperaturu ušća bušotine (P_{WH} i T_{WH}). Operativna ovojnica bušotine izrađuje se za određenu vrijednost ležišnog tlaka (P_R). Slika 2 daje prikaz operativne ovojnice injekcione bušotine SJ X-5 Dir.

Okosnica proračuna operativne ovojnice je sistemska analiza bušotine u kojoj se, uz rubne točke tlaka i temperature, kao varijable osjetljivosti uzimaju i udjeli faza na ušću bušotine u vrijednostima 100 %



Slika 1. Model sistemske analize injekcione bušotine.



Slika 2. Operativna ovojnica injekcione bušotine SJ X-5 Dir za vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.

plinovite faze i 100 % kapljevite faze zasebno. Naime, svojstvo je korištenog pVT-modela da je uz spomenuti rubni tlak i temperaturu kao varijable proračuna potrebno postaviti i treću varijablu. To je ili udio faza ili vrijednost entalpije (jedno isključuje drugo). Razlog ovakvog postupka je što u dvofaznom području (Slika 10), kod istog tlaka i temperature, odabir jedne varijable uvjetuje vrijednost druge što u jednofaznim područjima nije slučaj. Kada se kao ulazna varijabla odabere primjerice da je ulazni fluid u 100 % plinovitom stanju, a ulazna varijabla u isto vrijeme je neka temperatura i tlak fluida kod koje je takvo stanje nemoguće, tada alat traži (mijenja) ulaznu temperaturu sustava kod istog/zadanog tlaka, do postizanja vrijednosti entalpije koja će zadovoljiti uvjet 100 % plinske faze na ulazu u bušotinu. Isti princip vrijedi i za slučaj kada je ulazni fluid u 100 % tekućem stanju. Posljedica ovog procesa je da u rješenjima sistemske analize postoje i ona za koja je temperatura na ulazu u bušotinu drugačija od rubne zadane. Eliminacijom tih rješenja eliminiraju se i tlakovi ušća bušotine kod kojih je kod zadane temperature jednofazni fluid nemoguć. Ovdje se mora napomenuti da činjenica da se u sustav ulazi s jednofaznim fluidom, ne znači da se kasnije u utisnom sustavu ne događaju fazne promjene. One se događaju u skladu s p-T-H uvjetima, međutim jasno se u matematičkom modelu može pratiti stanje entalpije čime je isti sustav (model)

jednoznačno određen. Na taj način, mogu se identificirati tri karakteristična područja utisa s obzirom na njegovo termodinamičko stanje (Slika 2):

- stabilno područje utisa dominantno plinovitog CO₂;
- područje značajnog utjecaja dvofaznih efekata protjecanja;
- stabilno područje utisa dominantno gustog (kapljevito i/ili superkritičnog) CO₂.

Spajanjem točaka graničnih rješenja tlaka i odnosnih protoka u razmatranom rasponu temperatura na ušću bušotine i kod nekog ležišnog tlaka određuju se tzv. granične krivulje bušotine. To su:

- krivulja maksimalne količine utisa CO₂ u dominantno plinovitoj fazi;
- krivulja maksimalnog tlaka na ušću bušotine u dominantno plinovitoj fazi;
- krivulja minimalne količine utisa CO₂ u dominantno plinovitoj fazi;
- krivulja minimalnog tlaka na ušću bušotine u dominantno plinovitoj fazi;
- krivulja maksimalne količine utisa CO₂ u dominantno plinovitoj fazi;

Područja grafa između graničnih krivulja dvaju faza označava se kao područje značajnog utjecaja dvofaznih efekata protjecanja. Ovo područje karakterizira mogućnost pojave neustaljenog stanja protjecanja

koje se manifestira u vidu već spomenutih pulzacija tlaka i fluktuacija temperatura zbog čega se u operativnom smislu izbjegava. Područje grafa ispod graničnih krivulja koje se odnose na protok u dominantno plinovitoj fazi predstavlja stabilno područje utisa dominantno plinovitog CO₂, odnosno područje iznad graničnih krivulja koje se odnose na protok u dominantno gustoj fazi predstavlja stabilno područje utisa dominantno gustog (kapljevito i/ili superkritičnog) CO₂.

Dodatno, uz određivanje graničnih krivulja potrebno je identificirati koji je to granični dinamički tlak na razini ležišta (dinamički tlak u bušotini) iznad kojih može doći do narušavanja integriteta ležišta i/ili cementne veze za bušotinu. Pri tome se uspoređuju rješenja systemske analize tlakova u bušotini i izračunate vrijednosti tlaka frakturiranja ležišta umanjenog za neki sigurnosni postotak. Rješenja analize kod kojih dinamički tlak prelazi vrijednost umanjenog tlaka frakturiranja svrstavaju se van operativnog područja bušotine i naziva se još i područjem utisa limitirano frakturnim gradijentom ležišta.

Ovdje se za svako rješenje također provjerava da li odnosna vrijednost C-faktora erozije uzlaznih cijevi

vi bušotine (tubinga) premašuje odabranu graničnu vrijednost. U slučaju da je vrijednost C-faktora veća, odnosna rješenja analize svrstavaju se van operativnog područja bušotine i naziva se još i područjem utisa limitirano C-faktorom cijevi.

5. Operativna ovojnica bušotine SJ X-5 Dir

U procesu analize potencijala ležišta plina za permanentno skladištenje CO₂ na lokalitetu Sjeverni Jadran ležište SJ-X izdvojilo se kao potencijalno pogodno. U tu svrhu analizirane su injektivne mogućnosti pripadajućih bušotina u postojećem stanju površinske infrastrukture i proizvodne/injektivne opreme bušotina. Bušotina SJ X-5 Dir po svojoj je konstrukciji i proizvodnom opremanju tipična za lokalitet Sjeverni Jadran i kao takva je za potrebe ovog rada odabrana kao pokazni primjer procjene injektivnosti i analize operativnih mogućnosti bušotine pomoću operativne ovojnice bušotine. Ciljano ležište SJ-X iscrpljeno je ležište suhog plina sa snažno izraženim vodonapornim režimom. Procjenjuje se da je ležišni tlak blizak početnom i iznosi oko 60 BAR_g. Za izračun injektivnih

Tablica 2. Opći podaci modela bušotine SJ X-5 Dir.

Fluid :	CO ₂	
Tip bušotine :	CO ₂ injektor	
pVT model :	NIST RefProp (Span & Wagner)	
Temperaturni model :	Enthalpy Balance	
IPR model :	Petroleum Experts (Forchheimer)	
VLP model :	Petroleum Experts 5 Extended	
Vrijeme od početka utisa :	365	dana
Dubina ležišta (sredina perforacija) :	637,2	m (mjerene dubine)
Dubina ugradnje proizvodne kolone zaštitnih cijevi bušotine :	951,19	m
Toplinska vodljivost zaštitnih cijevi :	45	W/(m·K)
Toplinska vodljivost cementa :	0,86537	W/(m·K)
Dubina pete tubinga :	585,6	m
Toplinska vodljivost tubinga :	25,96	W/(m·K)
Dubina pakera :	585,62	m
Gustoća paker fluida :	1250	kg/m ³
Toplinska vodljivost paker fluida :	0,5971	W/(m·K)
Dubina mora :	42	m
Temperatura na dnu mora (siječanj) :	12,7	°C
Temperatura na površini mora (siječanj) :	11,4	°C
Brzina strujanja mora :	0,01	m/s
Visina ušća bušotine (vješalice tubinga) iznad razine mora :	17,2	m
Temperatura zraka :	15	°C
Vlažnost zraka :	25	%
Brzina strujanja zraka :	0,9144	m/s

Tablica 3. Ulazni podaci IPR modela bušotine SJ X-5 Dir.

IPR model :	Petroleum Experts	
Ležišni tlak :	60	BARg
Temperatura ležišta :	22,78	°C
Efektivna propusnost za CO ₂ :	598,7	mD
Debljina ležišta (vertikalne duljine) :	7,8	m
Drenažna površina :	282743	m ²
Dietz-ov faktor oblika :	31	
Radius bušotine :	0,108	m
Duljina perforacija (mjerene duljine) :	6,96	m
Porozitet ležišta :	0,3168	dio jedinice
Zasićenje konatnom vodom :	0,2	dio jedinice
D - faktor turbulentnog protoka	7,4669E-06	1/(m ³ /dan)
Mehanički/geometrijski skin (pretpostavka) :	10	
Efektivna propusnost pješčanog zasipa za CO ₂ :	40000	mD
Promjer perforacija :	0,01524	m
Gustoća perforiranja :	12	1/ft
Efikasnost perforiranja :	1	dio jedinice
Srednji nagib bušotine u području perforacija :	34	°
Duljina pješčanog zasipa :	0,051	m
β - koeficijent turbulentnog protoka pješčanog zasipa :	141961	1/m

karakteristika ležišta uzete su tipične vrijednosti efektivnih propusnosti, debljine i ostalih petrofizikalnih parametara za ležišta odobalnog lokaliteta Sjeverni Jadran. Ove vrijednosti temeljene su na petrofizikalnim i hidrodinamičkim mjerenjima provedenim tijekom početne faze proizvodnje plina.

5.1. Sistemska analiza – analiza osjetljivosti

Sistemska analiza bušotine SJ X-5 Dir provedena je sukladno principima opisanim u poglavljima 2 i 3 pomoću komercijalnog računalnog programa PROSPER ver. 17.5 tvrtke Petroleum Experts i uz pomoć NIST RefProp pVT programa kojeg je sastavni dio.

Opći i ulazni podaci sistemske analize prikazani su redom u Tablica 2, Tablica 3, Tablica 4, Tablica 5, Tablica 6, Tablica 7 i Tablica 8.

U svrhu izrade operativne ovojnice bušotine provedena je sistemska analiza – analiza osjetljivosti karakterističnih varijabli operativne ovojnice bušotine. Varijable osjetljivosti su: udjeli faza na ušću bušotine (100 % kapljevina i 100 % plin zasebno), tlak i temperatura na ušću bušotine (P_{WH} i T_{WH}) i vrijednost ležišnog tlaka (P_R). Vrijednosti varijabli analize osjetljivosti prikazani su u Tablica 9.

Rezultati provedene sistemske analize dani su grafički pomoću VLP/IPR dijagrama na Slika 3 i Slika 4.

Tablica 4. Trajektorija bušotine SJ X-5 Dir.

Mjerena dubina bušotine (m)	Vertikalna dubina bušotine (m)	Otklon od vertikalne osi bušotine (m)	Otklon od vertikalne osi bušotine (°)
0	0,00	0,00	0,00
40	40,00	0,20	0,29
60	60,00	0,38	0,52
359	358,90	7,20	1,31
388	387,70	10,40	6,40
417	416,40	14,80	8,70
446	444,90	20,10	10,40
475	473,20	26,50	12,90
504	501,20	34,20	15,30
532	527,70	43,20	18,80
561	554,20	54,90	23,70
590	579,80	68,50	28,00
654	635,50	100,10	29,60
683	659,40	116,60	34,60
740	707,40	147,20	32,50
769	732,70	161,30	29,20
827	784,10	188,30	27,70
942	886,80	240,00	26,71
970	911,90	252,40	26,30

Tablica 5. Zacijevljenje bušotine SJ X-5 Dir.

Dubina bušenja (m)	Promjer kanala (inch)	Dubina pete cijevi (m)	Vanjski promjer cijevi (inch)	Masa cijevi (lb/ft)	Visina cementa (m)	Vrh kolone cijevi (m)	Gustoća isplake/otež.vode (kg/m ³)
127,65	26,00	127,65	26,00	267,00	45,20	2,45	1030
286,78	16,00	286,78	13,38	61,00	116,00	2,27	1160
601,20	12,25	601,20	9,63	43,50	300,00	1,32	1250
951,19	8,50	951,19	7,00	23,00	615,00	0,00	1310

Tablica 6. Statički temperaturni profil bušotine SJ X-5 Dir.

Naziv	Mjerena dubina bušotine (m)	Vertikalna dubina bušotine (m)	Statička temperatura (°C)
Vješalica tubinga	0,00	0,00	15,00
Razina mora	17,20	17,20	11,40
Morsko dno	59,14	59,14	12,70
Formacija (Lapor)	100,01	100,00	9,40
	200,04	200,00	12,06
	300,06	300,00	14,71
	400,40	400,00	17,37
	502,79	500,00	20,03
	613,19	600,00	22,68
	731,19	700,00	25,34
	844,80	800,00	27,99
	956,70	900,00	30,65
	1068,24	1000,00	33,31

Tablica 7. Termalne karakteristike okoline bušotine SJ X-5 Dir.

Vrsta okoline bušotine	Do mjerene dubine (m)	Gustoća okoline bušotine (kg/m ³)	Toplinska vodljivost okoline bušotine (W/m·K)	Specifični toplinski kapacitet okoline bušotine (kJ/kg·K)
Arbitrarna vrijednost	59,14	2610	1,90	0,200
Lapor	1068,24	2400	1,21	0,224

Tablica 8. Injekciona oprema u bušotini SJ X-5 Dir.

Naziv injekcione opreme u bušotini	Mjerena dubina bušotine (m)	Unutarnji promjer opreme (inch)	Vanjski promjer opreme (inch)	Hrapavost opreme (m)	Toplinska vodljivost opreme (W/m·K)
Vješalica tubinga	0,00				
Tubing nazivnog promjera 2-3/8"	585,60	2,00	2,38	1,52E-05	25,96
Paker pješčanog zasipa 7"	586,30	2,00	6,36	1,52E-05	31,15
Gornja ekstenzija pakera pješčanog zasipa	587,50	4,80	5,50	1,52E-05	45,00
Perforirana spojnica s kliznim vratima	588,30	3,88	5,82	1,52E-05	45,00
Brtvenica sustava pješčanog zasipa	589,50	3,88	5,30	1,52E-05	45,00
Donja ekstenzija pakera pješčanog zasipa	592,50	4,27	5,04	1,52E-05	45,00
Sigurnosna spojnica sustava pješčanog zasipa	593,20	3,50	5,30	1,52E-05	45,00
Slijepe cijevi sustava pješčanog zasipa 4"	631,70	3,48	4,05	1,52E-05	45,00
Filtri pješčanog zasipa 4"	637,20	3,55	4,75	1,52E-05	31,15

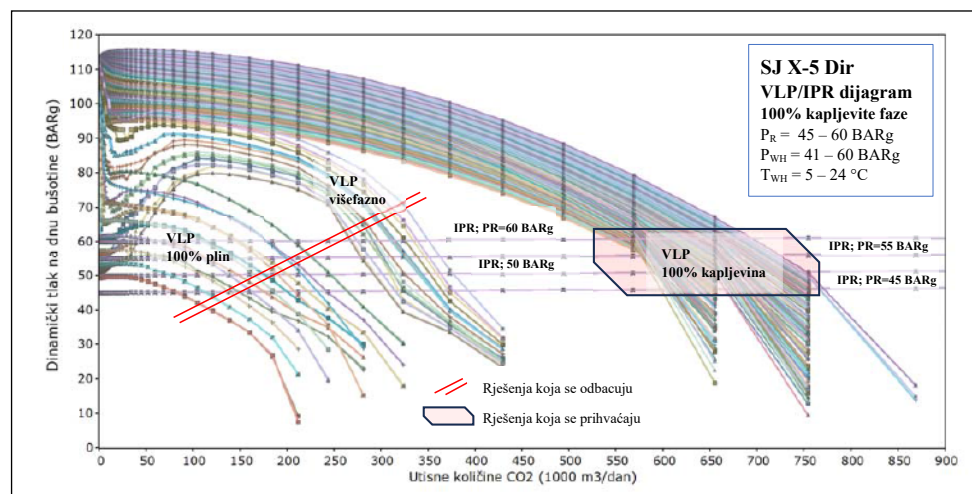
Tablica 9. Varijable osjetljivosti sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir.

Udio plinovite faze na ušću bušotine (%)	Ležišni tlak (BARg)	Temperatura na ušću bušotine (°C)	Tlak na ušću bušotine (BARg)
0	45	5	41
100	50	6	42
	55	7	43
	60	8	44
		9	45
		10	46
		11	47
		12	48
		13	49
		14	50
		15	51
		16	52
		17	53
		18	54
		19	55
		20	56
		21	57
		22	58
		23	59
		24	60

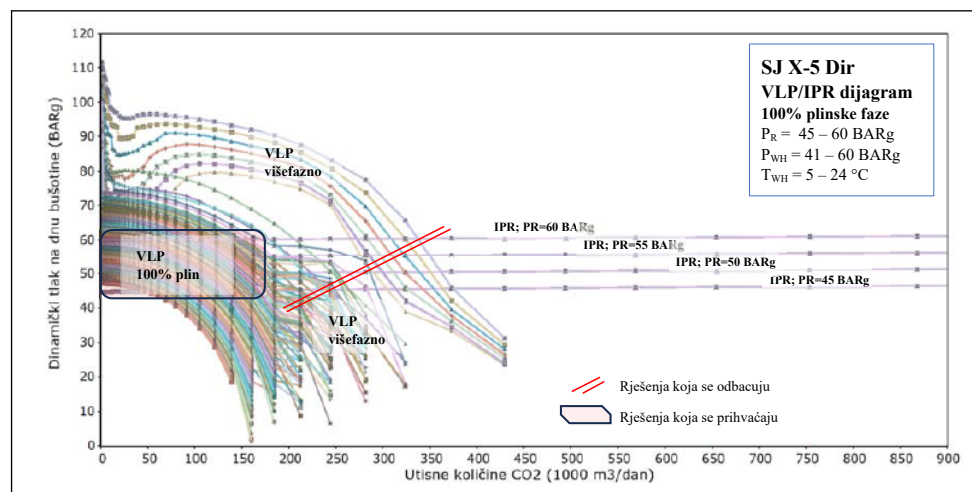
5.2. Konstrukcija operativne ovojnice bušotine

Prvi korak pri konstrukciji operativne ovojnice bušotine je odbacivanja neprihvatljivih rješenja sistemske analize sukladno razlozima i postupku opisanima u poglavlju 4. Grafički ekvivalent ovog postupka prikazan je na Slika 3 i Slika 4 gdje su označena rješenja VLP/IPR krivulja koja se odbacuju, odnosno prihvaćaju.

Odbacivanje neprihvatljivih rješenja vrši se uz pomoć alata karakterističnih za relacijske baze podataka i raspoloživih unutar tabličnog kalkulatora (Power Pivot). Tu se prvo u trodimenzionalnom prostoru kombiniraju rješenja za 100 % plinske i 100 % kapljevite faze te se nakon toga pomoću filtracijskih alata zaokretne tablice (eng. *Pivot Table*) odbacuju rješenja sistemske analize za koja je temperatura na ušću bušotine drugačija od rubne zadane. 3D grafički prikaz prihvaćenih/filtriranih rješenja sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir prikazan je na Slika 5.



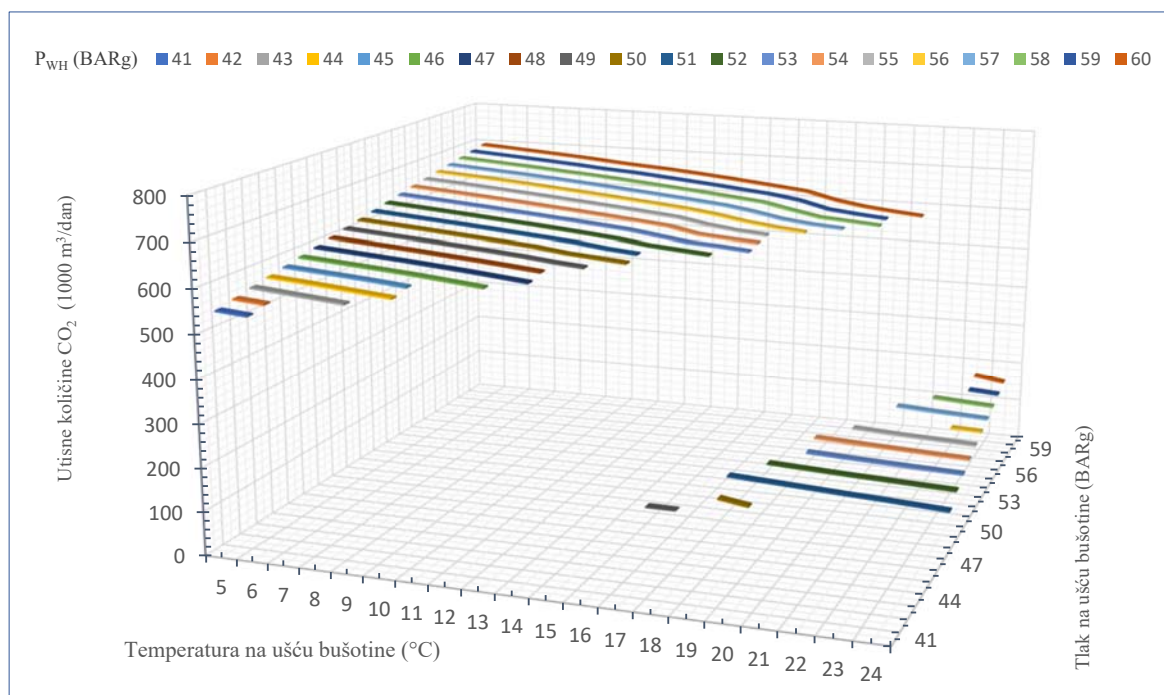
Slika 3. VLP/IPR dijagram sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir za slučaj odabira 100 % kapljevite faze na ušću bušotine.



Slika 4. VLP/IPR dijagram sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir za slučaj odabira 100 % plinske faze na ušću bušotine.

Tablični prikaz rezultata ovog postupka dan je u Tablica 10, Tablica 11 i Tablica 12. U Tablica 10 izdvojene su i označene točke graničnih količina utisa CO₂

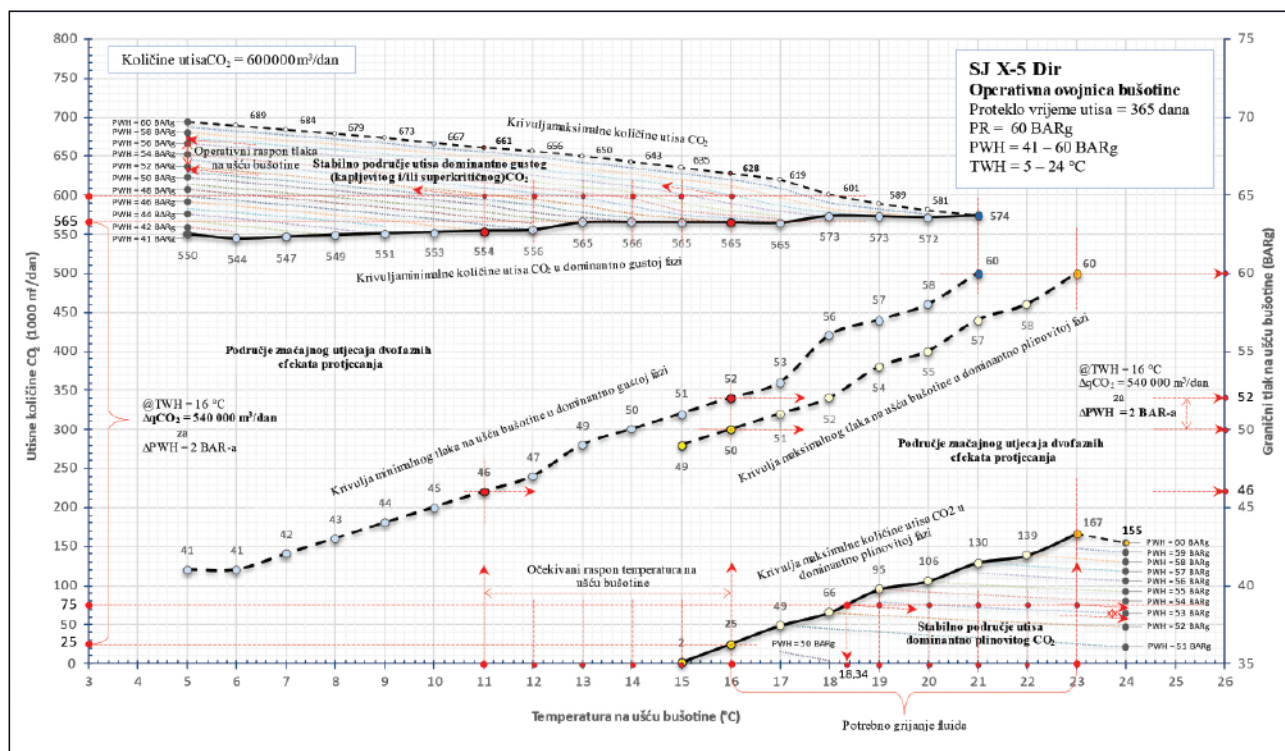
i odnosnih graničnih tlakova bušotine u odnosu na temperature ušća bušotine iz Tablica 11 i Tablica 12.



Slika 5. 3D grafički prikaz prihvaćenih rješenja sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir za vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.

Tablica 10. Vrijednosti graničnih količina utisa CO₂ i odnosnih graničnih tlakova bušotine SJ X-5 Dir za vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.

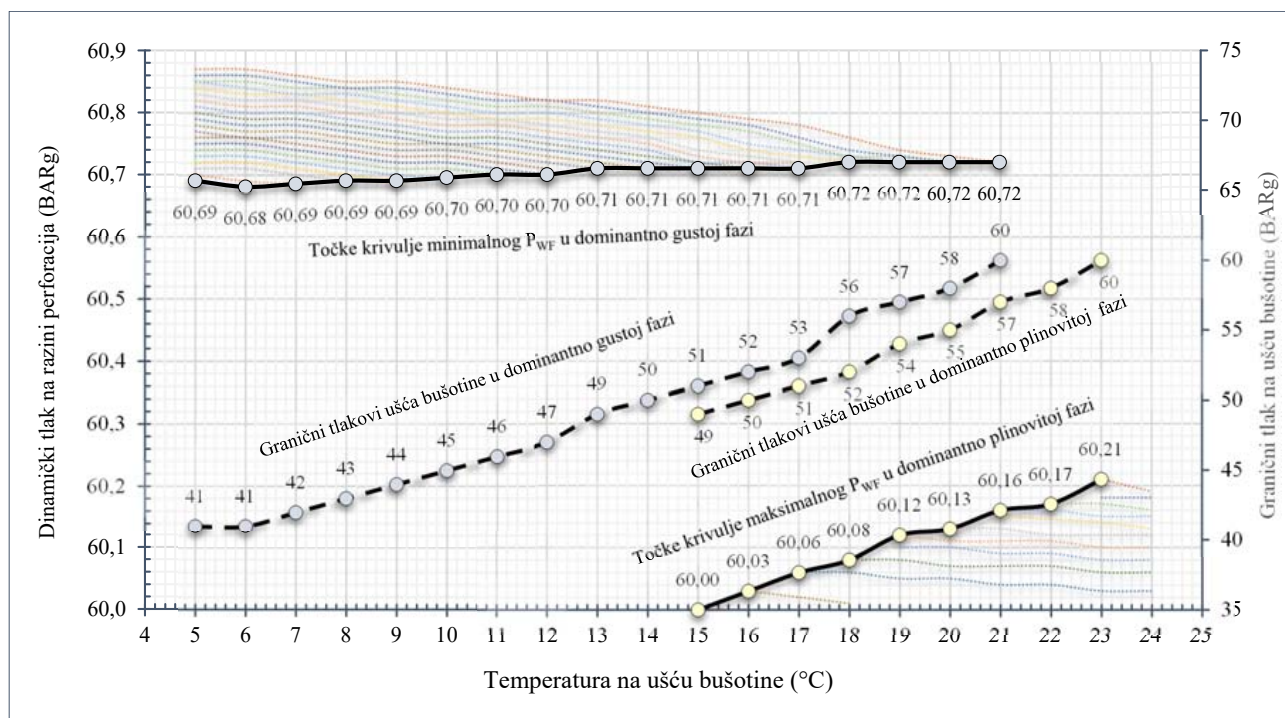
T _{WH} (°C)	P _{WH,liq,min} (BARg)	H _{WH,liq,min} (kJ/kg)	q _{liq} CO _{2,min} (1000 m ³ /dan)	P _{WF,liq,min} (BARg)	P _{WHgas,max} (BARg)	H _{WH,gas,max} (kJ/kg)	q _{gas} CO _{2,max} (1000 m ³ /dan)	P _{WF,gas,max} (BARg)
5	41	212,30	550,175	60,69				
6	41	214,98	544,158	60,68				
7	42	217,47	546,547	60,69				
8	43	220,23	548,935	60,69				
9	44	222,90	551,004	60,69				
10	45	225,50	552,632	60,70				
11	46	228,38	554,259	60,70				
12	47	231,18	555,517	60,70				
13	49	233,85	564,979	60,71				
14	50	236,77	565,502	60,71				
15	51	239,58	565,394	60,71	49	419,78	1,804	60,00
16	52	242,80	565,286	60,71	50	419,24	25,387	60,03
17	53	245,93	564,594	60,71	51	418,73	48,969	60,06
18	56	248,46	573,408	60,72	52	418,26	65,697	60,08
19	57	251,56	572,954	60,72	54	414,01	94,927	60,12
20	58	255,11	571,571	60,72	55	413,60	105,990	60,13
21	60	257,85	574,234	60,72	57	408,86	129,501	60,16
22					58	408,56	138,899	60,17
23					60	403,19	166,726	60,21
24								



Slika 6. Detaljizirani prikaz operativne ovojnice injekcione bušotine SJ X-5 Dir za vrijednost ležišnog tlaka 60 BAR_g.

Operativna ovojnica bušotine grafički je odraz brojčanih vrijednosti pročišćenih rješenja injekcionih količina bušotine iz Tablica 11 smještenih na primarnu y-os grafa i odnosnih graničnih tlakova ušća bušotine iz Tablica 10 smještenih na sekundarnu y-os grafa. Oboje u zavisnosti o veličini temperature na

ušću bušotine. Operativna ovojnica bušotine SJ X-5 Dir za vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg prikazana je na Slika 2 i Slika 6. Zamjenom filtriranih rješenja utisnih količina s odnosnim kretanjem dinamičkog tlaka na razini perforacija iz Tablica 12 dobiva se graf operativnog kretanja dinamičkog tlaka na razini



Slika 7. Operativno kretanje dinamičkog tlaka na razini perforacija bušotine SJ X-5 Dir za vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.

perforacija bušotine (Slika 7). Vrijednost ovog grafa očituje se u identifikaciji uvjeta utiskivanja kod kojih tlak ispred ležišta eventualno prelazi maksimalni dozvoljeni iznad kojeg može doći do narušavanja integriteta ležišta i/ili cementne veze za bušotinu. Tako je primjerice vrijednost maksimalnog tlaka u području bušotine SJ X-5 Dir kod ležišnog tlaka 60 BARg procijenjena na 74,64 BARg. Iz Slika 7 vidi se da operativno kretanje dinamičkog tlaka na razini perforacija bušotine SJ X-5 Dir niti u jednom trenutku ne prelazi tu vrijednost, tako da u tom smislu pri analiziranim uvjetima utiskivanja ne postoji ograničenje.

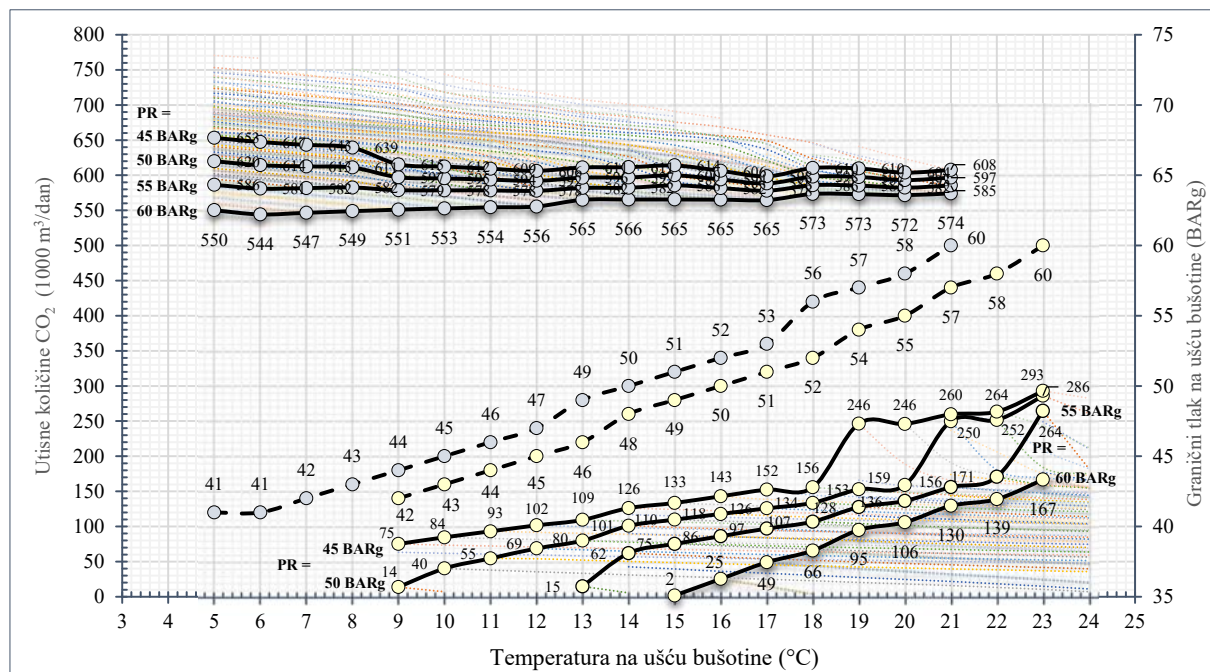
5.3. Kako čitati operativnu ovojnica bušotine

Slika 6 detaljizirani je prikaz je operativne ovojnice injekcije bušotine SJ X-5 Dir. Operativna ovojnica bušotine iščitava se na način da se na x-osi prvo odredi očekivani raspon temperatura na ušću bušotine (iza regulacijskog uređaja utisnih količina – podesive sapnice). U ovom slučaju to je raspon od 11–16 °C. Za odabrani raspon temperatura, na krivuljama graničnih tlakova, odnosno sekundarnoj y-osi, očitavaju se pripadajuće vrijednosti graničnih tlakova ušća bušotine. Na krivuljama graničnih količina, na primarnoj y-osi, očitavaju se pripadajuće vrijednosti graničnih količina utisa CO₂. U slučaju predmetne bušotine kod minimalne očekivane temperature na ušću bušotine od 11 °C, minimalni tlak na ušću bušotine potreban za stabilan utis u dominantno gustoj fazi iznosi 46 BARg. Pri tom tlaku moguće je minimalno utisnuti 554 000 m³/dan CO₂ u stabilnim uvjetima. Svaka količina ispod ove minimalne, kod iste temperature ušća, uzrokovala bi niži tlak ušća od minimalnog s posljedicom ulaska u nestabilno područje utisa. Pri ovoj temperaturi maksimalno je moguće utisnuti 661 000 m³/dan CO₂ ako pretpostavimo da maksimalni tlak ušća iznosi 60 BARg. Ovdje treba zamijetiti da kod temperature ušća od 11 °C ne postoje uvjeti za utis CO₂ u dominantno plinovitoj fazi. Najniža temperatura ušća bušotine kod koje se stječu uvjeti za stabilan utis CO₂ u dominantno plinovitoj fazi iznosi 15 °C. Ipak, radi se o minimalnim količinama, gdje već kod utisa većeg od 2 000 m³/dan CO₂ i tlaka ušća 49 BARg dolazi do ulaska u nestabilno područje.

Porastom temperature na maksimalnu očekivanu u iznosu od 16 °C, maksimalne količine utisa CO₂ u plinovitom stanju penju se na 25 000 m³/dan pri graničnom tlaku ušća 50 BARg kada ulazimo u nestabilno područje. Tu je važno zamijetiti da se transformacija faza događa u rasponu od svega 2 BAR-a unutar

kojeg egzistira nestabilno područje. Dostizanjem tlaka ušća u vrijednosti 52 BARg-a (kod iste temperature) prelazi se u stabilno područje utisa dominantno gustog fluida i dramatične promjene količine utisa na 565 000 m³/dan CO₂ što čini razliku od 540 000 m³/dan. Razlog je isto tako dramatična promjena gustoće i posljedično težine stupca CO₂ u bušotini. Iz operativne ovojnice vidi se da je pri temperaturi ušća bušotine od 16 °C i kod maksimalnog tlaka ušća od 60 BARg maksimalno moguće utisnuti 628 000 m³/dan CO₂.

S porastom temperature ušća bušotine povećavaju se maksimalno moguće količine utisa u dominantno plinovitoj fazi kao i odnosni maksimalni tlakovi ušća bušotine. Za razliku od slučaja dominantno plinovite faze, maksimalne količine utisa dominantno guste faze se smanjuju. S porastom temperature ušća krivulja minimalnog tlaka ušća bušotine u dominantno gustoj fazi prati trend rasta krivulje tlaka ušća bušotine u dominantno plinovitoj fazi. Transformacija faza se u ovom slučaju događa u rasponu razlike 2 – 4 BAR-a. Vrijednosti minimalne količine utisa gustog fluida s porastom temperature utisa pri tome minimalno rastu. Ovdje treba zamijetiti da postoji granična vrijednost temperature utisa dominantno gustog fluida kod koje dolazi do spajanja krivulje minimalne količine utisa u dominantno gustoj fazi i krivulje maksimalne količine utisa CO₂. Točka je to nakon koje injektiranje gustog fluida više nije moguće. Nemogućnost daljnjeg injektiranja uzrokovana je povećanim trenjem fluida u uzlaznim cijevima (tubingu) i istodobnim smanjenjem gustoće (težine stupca fluida) kao posljedice više temperature u bušotini. Zbog toga rezultatni tlak na dnu bušotine više nije dovoljan za savladavanje otpora injektiranju u pribušotinskoj zoni i ležištu kod važećeg ležišnog tlaka. U našem slučaju granična vrijednost temperature utisa dominantno gustog fluida je 21 °C kod koje je maksimalno moguće utisnuti 574 000 m³/dan CO₂. Kod ove temperature moguće je stabilno u plinovitoj fazi utisnuti 130 000 m³/dan CO₂ i manje, pa do minimalnih količina. Sve to pri uvjetima graničnog tlaka ušća 57 BARg i niže, do minimalnog tlaka ušća nešto manjeg od 51 BARg. S daljnjim povećanjem temperature moguće je u stabilnim uvjetima utisnuti CO₂ isključivo u plinovitom stanju. Maksimalna temperatura ušća bušotine pri maksimalnom tlaku ušća je 23 °C. Kod ove temperature je moguće najviše stabilno utisnuti 167 000 m³/dan CO₂. Svako daljnje povećanje temperature kod istog tlaka ušća smanjuje količine utisa CO₂ tako da je pri temperaturi ušća bušotine od 24 °C i kod mak-



Slika 8. Operativne ovojnice bušotine SJ X-5 Dir za odabrane vrijednosti ležišnog tlaka.

simalnog tlaka ušća od 60 BARg maksimalno moguće utisnuti 155 000 m³/dan CO₂.

5.4. Granični tlakovi ušća bušotine kod različitih tlakova ležišta

Slika 8 daje komparativni prikaz operativnih ovojnica bušotine SJ X-5 Dir za različite vrijednosti ležišnog tlaka. Važno je zamijetiti da se pod pretpostavkom konstantne vrijednosti moćnosti ležišta ($k_{\text{CO}_2} \times h_{\text{ef}}$) vrijednosti graničnih tlakova na ušću bušotine, kod iste temperature ušća bušotine, bez obzira na veličinu ležišnog tlaka ne mijenjaju. Znači granični uvjeti tlaka utiskivanja na ušću bušotine ostati će isti, samo se injeksione količine mijenjaju, sve u skladu s veličinom gubitka tlaka u uzlaznom nizu cijevi (tubingu). Ovo svojstvo snažan je alat pri koncipiranju/projektiranju utisnog sustava budući da ukazuje na uvjete tlaka i temperature na ušću bušotine koje je potrebno osigurati za stabilan utis unutar razmatranog raspona kretanja ležišnog tlaka, odnosno tijekom punjenja ležišta.

5.5. Analiza operativnih mogućnosti bušotine kod zadanih utisnih količina CO₂

Pretpostavimo da će u početnoj fazi skladištenja biti ugovorena dnevna količina utisa (eng. *Daily Contract Quantity – DCQ*) od 600 000 m³/dan CO₂. Neka se sustav sastoji od 8 bušotina opremljenih za injektiranje u ležište SJ-X, istih ili vrlo sličnih utisno-ope-

rativnih karakteristika bušotini SJ X-5 Dir. Fluid se dovodi s kopna cjevovodom duljine nešto manje od 46 km te se pretpostavlja da će zbog toga na svom kraju poprimiti ambijentalnu temperaturu morskog okoliša-dna. Zbog toga je, u zavisnosti o godišnjem dobu, očekivani raspon kretanja temperature fluida na bušotinama prije podesivih sapnica u rasponu 11 – 16 °C. Maksimalni pretpostavljeni tlak je 60 BARg. Radi fleksibilnosti upravljanja utisnim količinama pretpostavimo da je svaka bušotina na svom ušću opremljena i sustavom grijanja utisnog fluida.

Pogledamo li operativnu ovojnici bušotine SJ X-5 Dir (Slika 6) utis od 600 000 m³/dan moguće je ostvariti na dva načina. Prvi je da kompletan DCQ u kapljevitoj fazi utisnemo kroz bušotinu SJ X-5 Dir. Budući da u ovom slučaju nema interakcije s ostalim bušotinama, i kako bi izbjegli efekt dodatnog pothlađenja utisnog fluida, podesiva sapnica bušotine bit će u potpunosti otvorena, a regulacija utisnih količina vršit će se na kompresorskoj/pumpnoj stanici.

Drugi način je da preraspodijelimo utis u količini 75 000 m³/dan u plinovitoj fazi na svaku od osam raspoloživih bušotina. Regulacija količina vršila bi se tada uz pomoć bušotinskih sapnica i uz regulaciju temperature pomoću grijača fluida postavljenih na bušotinama.

Za slučaj da kompletan DCQ želimo utisnuti kroz bušotinu SJ X-5 Dir u kapljevitoj fazi, operativne mogućnosti bušotine moguće je odrediti povlačenjem pravca vrijednosti 600 000 m³/dan sa primarne y-osi

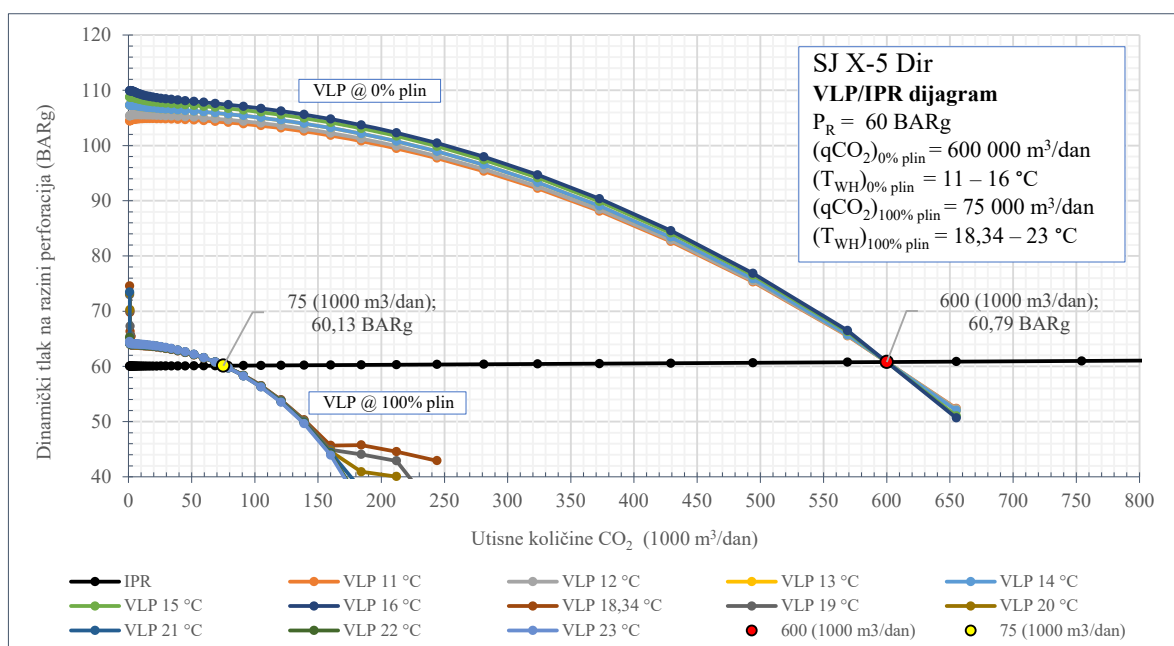
Tablica 13. Rješenja sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir za 600 000 m³/dan i 75 000 m³/dan utisa CO₂ i vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.

qCO ₂ (1000 m ³ /dan)	Udio plina	T _{WH} (°C)	P _{WH} (BARg)	H _{WH} (kJ/kg)	Ukupni skin	dP _{Skin} (bar)	P _{WF} (BARg)	T _{WF} (°C)	H _{WF} (kJ/kg)	dP _{Friction} (bar)	dP _{Gravity} (bar)	C-faktor
600	0%	11	51,76	226,95	10,62	0,44	60,79	13,82	233,26	-43,11	52,14	181,76
		12	52,64	229,75				14,74	235,98	-43,51	51,66	182,66
		13	53,52	232,52				15,60	238,68	-43,91	51,18	183,46
		14	54,46	235,31				16,48	241,41	-44,34	50,67	184,91
		15	55,86	238,11				17,19	244,13	-45,05	49,98	191,11
		16	56,96	240,94				17,65	246,90	-45,53	49,36	194,12
75	100%	18,34	52,62	416,88		0,05	60,13	27,96	421,89	-3,29	10,80	50,88
		19	52,77	418,46				28,49	423,40	-3,33	10,69	51,15
		20	52,98	420,87				29,29	425,69	-3,38	10,53	51,50
		21	53,17	423,02				30,00	427,74	-3,43	10,39	51,84
		22	53,35	425,22				30,83	429,83	-3,47	10,25	52,10
		23	53,53	427,33				31,64	431,82	-3,52	10,11	52,44

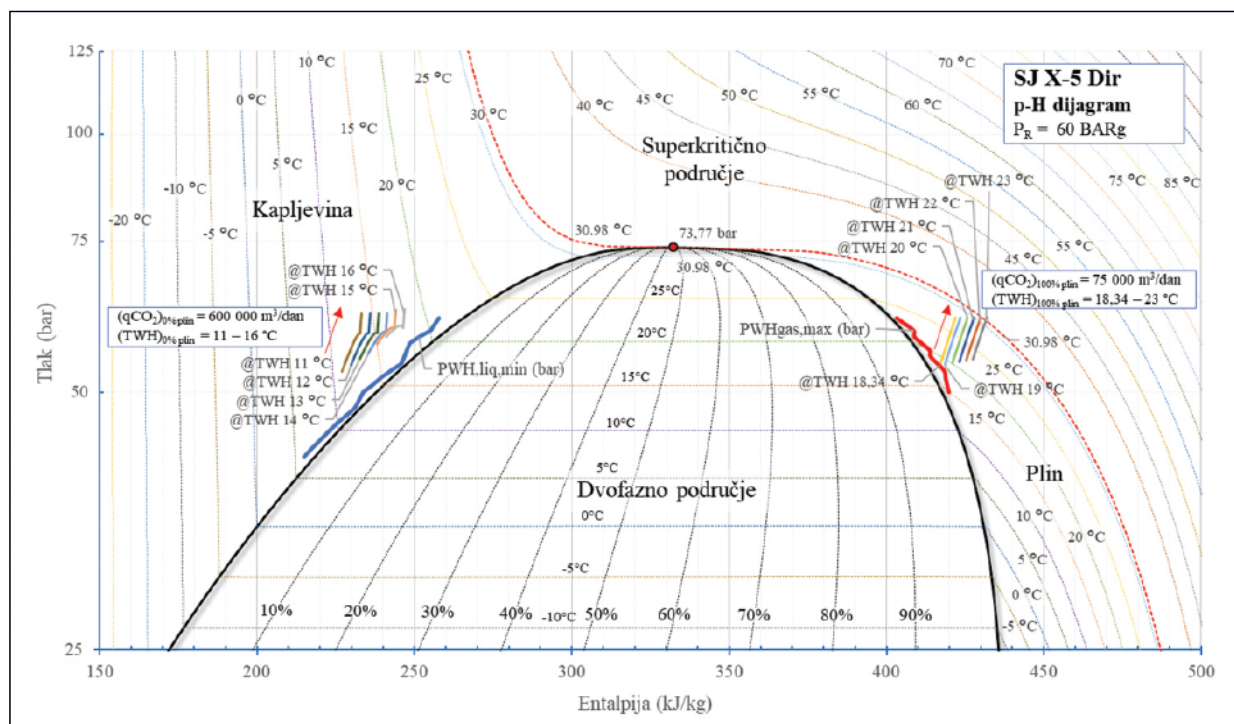
kroz područje stabilnog utisa dominantno gustog (kapljevito i/ili superkritičnog) CO₂. Povlačenjem okomitih pravaca vrijednosti očekivanog raspona temperatura na ušću bušotine od 11 – 16 °C, paralelno s osima y, i presijecanjem pravca DCQ očitavaju se vrijednosti veličine potrebnog tlaka ušća bušotine za utis 600 000 m³/dan individualno za svaku od razmatranih temperatura. Očitane vrijednosti P_{WH} korespondiraju s vrijednostima rješenja sistemske analize bušotine danima u Tablica 13. Iz Slika 6 i Tablica 13 očitava se tzv. operativni raspon tlaka na ušću bušotine P_{WH} u iznosu 51,76 – 56,96 BARg kod očekivanog temperaturnog raspona ušća bušotine T_{WH} od 11 – 16 °C.

Za slučaj da želimo preraspodijeliti utis po bušotini u količini 75 000 m³/dan, prvi stabilni uvjeti utisa

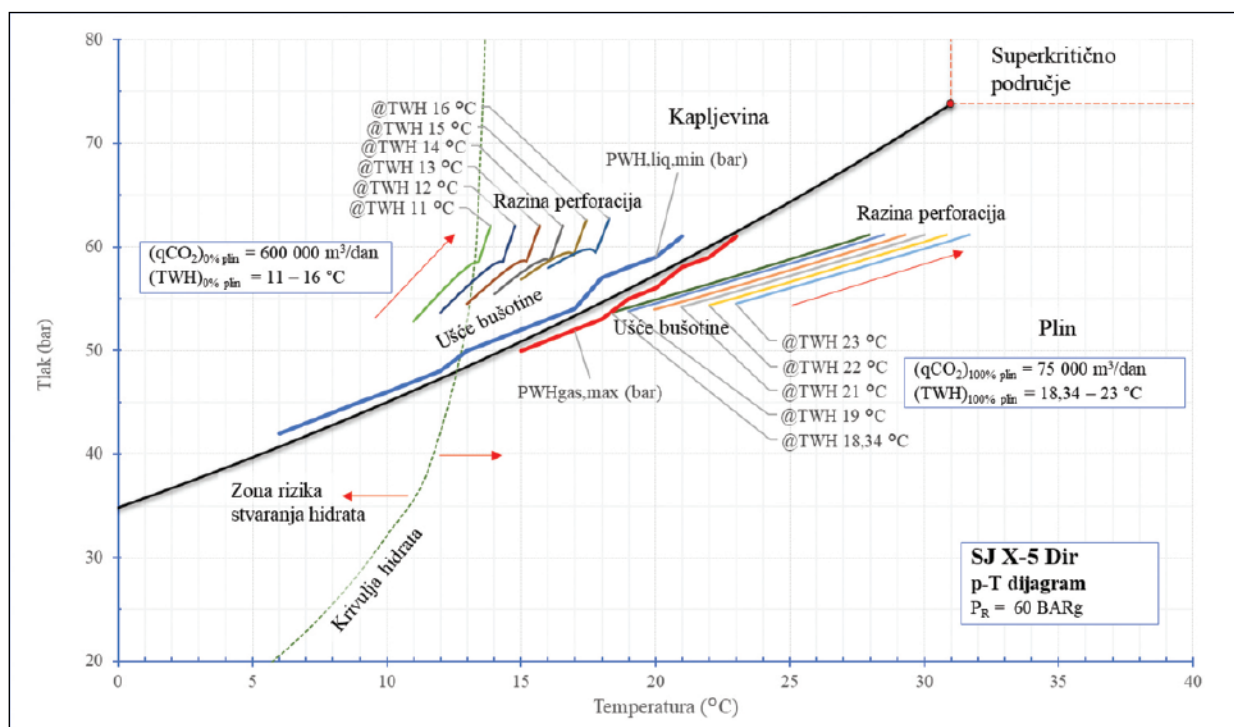
dominantno plinovitog CO₂ postižu se kod vrijednosti temperature ušća T_{WH} od 18,34 °C i tlaka ušća P_{WH} u iznosu 52,62 BARg. Ovi uvjeti mogu se postići tek uz uporabu grijača. Grijanje fluida vrši se na način da se fluid ispred podesive sapnice dovoljno zagrije kako bi nakon sapnice i eventualnog pothlađenja zbog Joule-Thomsonova efekta dosegao tražene vrijednosti temperature. S daljnjim zagrijavanjem/povećanjem temperature, za utis je iste količine od 75 000 m³/dan potreban i viši tlak ušća, upravo jednak onim vrijednostima prikazanim u Tablica 13. Tu se može vidjeti da ukoliko bi maksimalna temperatura nakon zagrijavanja fluida T_{WHmax} bila 23 °C tada bi potrebni operativni raspon tlaka na ušću bušotine P_{WH} bio u vrijednosti 52,62 – 53,53 BARg.



Slika 9. VLP/IPR dijagram sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir za 600 000 m³/dan i 75 000 m³/dan utisa CO₂ i vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.



Slika 10. p-H dijagram kretanja tlaka i temperature u bušotini SJ X-5 Dir za 600 000 m³/dan i 75 000 m³/dan utisa CO₂ i vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.



Slika 11. p-T dijagram kretanja tlaka i temperature u bušotini SJ X-5 Dir za 600 000 m³/dan i 75 000 m³/dan utisa CO₂ i vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg.

Prošireni prikaz rješenja i relevantnih parametara sistemske analize bušotine SJ X-5 Dir za 600 000 m³/dan i 75 000 m³/dan utisa CO₂ i vrijednost ležišnog tlaka 60 BARg dan je u Tablica 13. Odnosni VLP/IPR dijagram dan je na Slika 9.

Jedan od parametara sistemske analize bušotine prikazanih u Tablica 13 koji se analizira je i C-faktor erozije uzlaznih cijevi bušotine (tubinga). U našem slučaju odabrana granična vrijednost iznad koje postoji rizik je 200. Iz Tablica 13 vidi se da ova vrijednost ni u jednom analiziranom slučaju nije prijeđena.

Za svako od razmatranih rješenja iz Tablica 13 i Slika 9 prikazan je i termodinamički profil kretanja tlaka, entalpije i temperature po dubini bušotine u vidu p-H dijagrama na Slika 10 i p-T dijagrama na Slika 11. Na oba dijagrama prikazane su i krivulja minimalnog tlaka na ušću bušotine u dominantno gustoj fazi ($P_{WH,liq,min}$) i krivulja maksimalnog tlaka na ušću bušotine u dominantno plinovitoj fazi ($P_{WHgas,max}$). Na Slika 11 prikazana je krivulja hidrata koja omeđuje područje kretanja tlaka i temperature kod kojeg, u koliko ima vode u utisnom fluidu, postoji rizik od stvaranja hidrata. Lijevo od te krivulje područje je rizika. Iz prikazanoga može se zaključiti da za slučaj da kompletan DCQ želimo utisnuti kroz bušotinu SJ X-5 Dir u kapljevitoj fazi, kod uvjeta T_{WH} jednak 11 °C, 12 °C i 13 °C rizik od hidrata postoji. Zbog toga je pri projektiranju sustava potrebno planirati implementaciju neke od tehnologija za prevenciju i/ili borbu protiv ovog fenomena.

6. Zaključak

Specifičnosti CO₂ modeliranja vezane su uz osobitosti faznog ponašanja CO₂ i značajne termalne efekte koji se javljaju pri protoku CO₂ kroz injekcioni sustav. Zbog toga je za izračun svih relevantnih volumetrijskih i termalnih svojstva i opis faznog ponašanja CO₂ preporučeno koristiti parametarsku jednadžbu stanja Span i Wagnera (1996) koja se ujedno i smatra standardom za pVT modeliranje CO₂.

Operativna ovojnica bušotine koristan je alat kojim se opisuje operativno područje rada injekcione bušotine za CO₂. Grafički je prikaz zavisnosti kretanja injekcionih količina CO₂ u odnosu na tlak i temperatura ušća bušotine (P_{WH} i T_{WH}). Izrađuje se za određenu vrijednost ležišnog tlaka (P_R). Zbog specifične kombinacije varijabli i načina prikaza preporuča se za:

- identifikaciju područja stabilnog procesa utiskivanja CO₂ u dominantno gustom i dominantno plinovitom stanju u funkciji promjene tlaka i temperature na ušću bušotine, važećeg ležišnog tlaka i količina CO₂ koje se utiskuju u ležište;
- identifikaciju područja značajnog utjecaja dvofaznih efekata protjecanja (ovo područje karakterizira mogućnost pojave neustaljenog stanja protjecanja koje se manifestira u vidu značajnih pulzacija tlaka i fluktuacija temperatura zbog čega se u operativnom smislu izbjegava);
- analizu operativnih mogućnosti bušotine kod različitih utisnih količina CO₂.

Iz primjera konstrukcije i analize operativne ovojnice bušotine SJ X-5 Dir može se zaključiti slijedeće:

- da u razmatranim uvjetima utisa CO₂ dinamički tlak ispred ležišta niti u jednom trenutku ne prelazi maksimalni dozvoljeni iznad kojeg može doći do narušavanja integriteta ležišta i/ili cementne veze za bušotinu;
- da je u očekivanom rasponu temperatura ušća bušotine i utisnom kapacitetu pripadajuće infrastrukture moguće stabilno u dominantno gustoj fazi utisnuti pretpostavljeni DCQ;
- da je u očekivanom rasponu temperatura ušća bušotine i utisnom kapacitetu pripadajuće infrastrukture utis CO₂ u plinovitoj fazi moguć tek pri najvišim očekivanim temperaturama (u ljetnim mjesecima) i u zanemarivim količinama;
- da je u uz grijanje fluida na ušćima bušotina moguće postići uvjete za stabilni utis dostatnih količina CO₂ u plinovitoj fazi u koliko se razmatra slučaj da se DCQ raspodjeli na raspoloživi bušotinski fond (ovdje 8 bušotina istih ili sličnih operativnih karakteristika predmetnoj bušotini) radi ravnomjernog punjenja ležišta;
- da je potrebno planirati implementaciju neke od tehnologija za prevenciju i/ili borbu protiv stvaranja hidrata;
- da u razmatranim uvjetima utisa CO₂ ni u jednom slučaju nije prijeđena granična vrijednost C-faktora iznad koje postoji rizik erozije uzlaznih cijevi bušotine (tubinga);
- da se pod pretpostavkom konstantne vrijednosti moćnosti ležišta ($k_{CO_2} \times h_{ef}$), kod iste temperature ušća bušotine, vrijednosti graničnih tlakova na ušću bušotine bez obzira na veličinu ležišnog tlaka ne mijenjaju.

Popis korištenih oznaka i jedinica

H_{WF}	entalpija na dnu bušotine (ispred ležišta – perforacija), kJ/kg;
H_{WH}	entalpija na ušću bušotine, kJ/kg;
h_{ef}	efektivna debljina ležišta, m;
k_{CO_2}	efektivna propusnost ležišta za CO_2 , mD;
q_{CO_2}	utisne količine CO_2 , m ³ /dan;
P_R	tlak ležišta, bar, BARg;
P_{WF}	dinamički tlak na dnu bušotine (ispred ležišta – perforacija), bar, BARg;
P_{WH}	dinamički tlak na ušću bušotine, bar, BARg;
$dP_{Friction}$	gubitak tlaka u cijevima uslijed trenja, bar, BARg;
$dP_{Gravity}$	dobitak tlaka u cijevima uslijed težine stupca fluida, bar, BARg;
dP_{Skin}	gubitak tlaka zbog skin efekta, bar, BARg;
T_R	temperatura u ležištu, °C;
T_{WF}	dinamička temperatura na dnu bušotine (ispred ležišta – perforacija), °C;
T_{WH}	dinamička temperatura na ušću bušotine, °C;
T_{WHmax}	maksimalna temperatura nakon zagrijavanja fluida, °C;

Popis pojmova i skraćenica

BARg	relativni (manometarski) tlak;
bar	apsolutni tlak;
CO_2 -EOR	tercijarna metoda povećanja iscrpka ležišta nafte uz pomoć CO_2 (eng. <i>CO₂-Enhanced Oil Recovery</i>);
CCS	hvatanje i trajno skladištenje CO_2 u geološke formacije (eng. <i>Carbon Capture and Storage</i>);
C-faktor	faktor erozije uzlaznih cijevi bušotine (tubinga);
DCQ	ugovorena dnevna količina utisa (eng. <i>Daily Contract Quantity</i>);
IPR	indikatorska krivulja (eng. <i>Inflow Performance Relationship</i>);
NIST	National Institute of Standards and Technology;
pVT	odnos tlak-volumen-temperatura (eng. <i>Pressure-Volume-Temperature</i>);
$P_{WH,liq,min}$	krivulja minimalnog tlaka na ušću bušotine u dominantno gustoj fazi;
$P_{WHgas,max}$	krivulja maksimalnog tlaka na ušću bušotine u dominantno plinovitoj fazi;
VLP	krivulja dinamičkih tlakova na dnu bušotine (eng. <i>Vertical Lift Performance</i>);

Literatura

1. Acevedo, L. and Owain Tucker.: Managing CO_2 Phase Behaviour in Depleted Reservoirs, Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2022., doi: <https://doi.org/10.2118/210796-MS>.
2. Eds. P. J. Linstrom and W. G. Mallard, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg MD, 20899, <https://doi.org/10.18434/T4D303>, (retrieved March 10, 2024).
3. Eric W. Lemmon, Ian H. Bell, Marcia L. Huber, and Mark O. McLinden.: Thermophysical Properties of Fluid Systems, in NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69,
4. Huber, M. L.; Sykioti, E. A.; Assael, M. J.; Perkins, R. A.: Reference Correlation of the Thermal Conductivity of Carbon Dioxide from the Triple Point to 1100 K and up to 200 MPa. *J. Phys. Chem. Ref. Data* 2016, 45, 013102.
5. Laesecke, A.; Muzny, C. D.: Reference Correlation for the Viscosity of Carbon Dioxide. *J. Phys. Chem. Ref. Data* 2017, 46, 013107.
6. Marcia L. Huber, Eric W. Lemmon, Ian H. Bell, and Mark O. McLinden.: The NIST REFPROP Database for Highly Accurate Properties of Industrially Important Fluids, *Industrial & Engineering Chemistry Research* 2022 61 (42), 15449–15472, doi: 10.1021/acs.iecr.2c01427.
7. Mulero, A.; Cachadiña, I.; Parra, M. I.: Recommended Correlations for the Surface Tension of Common Fluids, *J. Phys. Chem. Ref. Data* 2012, 41, 043105.
8. Span, R., Wagner, W. 'A new Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa', *J. Phys. Chem. Ref. Data*, Vol. 25, No. 6, 1996.

Određivanje oblika nestabilnosti i mehanike loma čvrstih debelouslojenih stijena

Determination of Instability Modes and Fracture Mechanics of Hard Thick-Bedded Rocks

dr. sc. Zlatko Briševac, izvanredni profesor
Sveučilište u Zagrebu Rudarsko-geološko-naftni fakultet



Ključne riječi: debelouslojene stijene, mehanika loma, podzemne prostorije, stijenska masa, laboratorijska ispitivanja, stabilnost

Key words: thick-bedded rocks, fracture mechanics, underground openings, rock mass, laboratory testing, stability



Sažetak

U radu se predstavljaju ciljevi, metodološki pristup i očekivani znanstveni doprinosi NPOO projekta „Određivanje oblika nestabilnosti i mehanike loma čvrstih debelouslojenih stijena oko podzemnih prostorija“ (akronim ONMELS), koji se financira sredstvima Mehanizma za oporavak i otpornost Europske unije. Istraživanje je usmjereno na sustavno eksperimentalno određivanje fizičko-mehaničkih značajki intaktnog stijenskog materijala i diskontinuiteta te na njihovu integraciju u analitičke i numeričke modele ponašanja stijenske mase. Poseban naglasak stavljen je na laboratorijska ispitivanja, koja čine osnovu za pouzdanu interpretaciju deformacijskih procesa i razvoj različitih oblika nestabilnosti u zoni utjecaja podzemnih prostorija. Laboratorijska istraživanja provodit će se i na drugim ležištima mineralnih sirovina radi osiguravanja šire primjenjivosti rezultata i njihove usporedbe u sličnim geomehaničkim uvjetima. Očekivani rezultati projekta doprinose razvoju pouzdanih metoda proračuna

i sigurnijem projektiranju podzemnih prostorija u čvrstim debelouslojenim stijenama.



Abstract

This paper presents the objectives, methodological framework, and expected scientific contribution of the NPOO project „Determination of Instability Modes and Fracture Mechanics of Hard Thick-Bedded Rocks Surrounding Underground Openings“ (acronym ONMELS), funded by the European Union Recovery and Resilience Facility. The research focuses on the systematic experimental determination of the physical and mechanical properties of intact rock material and discontinuities, and their integration into analytical and numerical models of rock mass behaviour. Special emphasis is placed on laboratory testing, which forms the basis for reliable interpretation of deformation processes and the development of various instability modes within the zone influenced by underground openings. Laboratory investigations will also be conducted at other mineral deposit sites to ensure broader applicability of the results and to enable comparison of the behaviour of different rock mass types under similar geomechanical conditions. The expected project outcomes will contribute to the development of more reliable calculation methods and safer design of underground openings in hard thick-bedded rock masses.

1. Uvod

Stijenska masa predstavlja izuzetno složenu geotehničku sredinu jer uključuje značajke intaktnog stijenskog materijala, diskontinuitete strukturnih elemenata i njihovo zajedničko djelovanje u obliku mase. Prilikom izgradnje podzemnih prostorija, poput rudničkih prostorija, komora i tunela, ponašanje stijenske mase očituje se kroz razvoj deformacija, pojavu različitih oblika nestabilnosti te mehanizme loma (Hoek et al., 1995.; Hoek & Brown, 1997.; Kaiser et al., 2000.; Jing & Hudson, 2002.; Martin et al., 2003.; Diederichs, 2007.).

U općem smislu, ponašanje stijenske mase može se opisivati kao kontinuirana, diskontinuirana ili kvazikontinuirana geotehnička sredina. Međutim, u slučaju čvrstih debelouslojenih stijena (slika 1) često se javlja složeno ponašanje koje nije moguće u potpunosti opisati klasičnim pristupima mehanike kontinuuma ili diskontinuuma (Zhu & Zhao, 2004.). Stoga je potrebno sustavno istraživanje koje povezuje laboratorijska ispitivanja, terenska mjerenja te analitičke i numeričke metode (Hoek et al., 1995.; Hoek & Brown, 1997.; Wiles, 2006.).

Dosadašnja istraživanja uglavnom su bila usmjerena na diskontinuirane stijenske mase kod kojih su dimenzije podzemnih prostorija znatno veće od razmaka diskontinuiteta (Bewick, 2021.). Takav pristup ne daje uvijek zadovoljavajuće rezultate u slučaju čvrstih debelouslojenih stijena, gdje značajke intaktnog materijala imaju izražen utjecaj na ukupno ponašanje sustava stijenska masa – podzemna prostorija (Martin et al., 2003.; Diederichs, 2007.).



Slika 1. Čvrste debelouslojene stijene na području EP Kanfanar jug

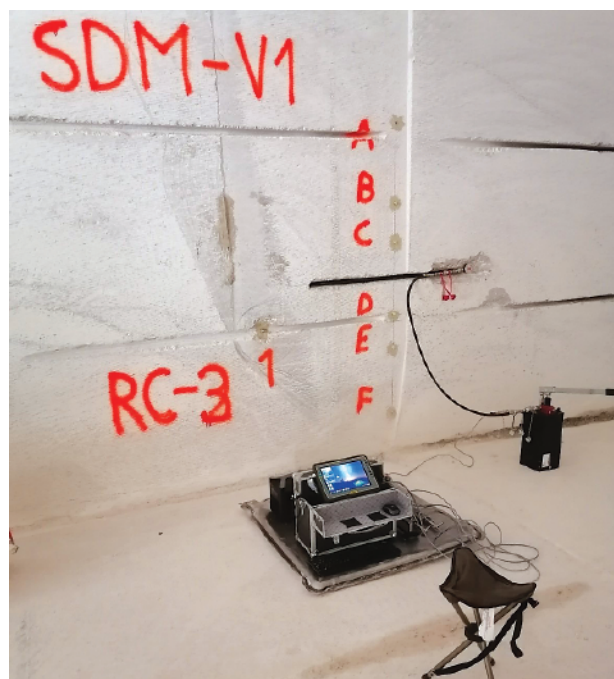
2. Ciljevi istraživanja

Cilj istraživanja je cjelovito razumijevanje ponašanja čvrstih debelouslojenih stijena u zoni utjecaja podzemnih prostorija, s naglaskom na laboratorijsko određivanje njihovih fizičko-mehaničkih značajki. Dobiveni parametri čvrstoće, deformabilnosti i mehanizama loma predstavljaju temelj za interpretaciju terenskih mjerenja i kalibraciju numeričkih modela (Hoek & Brown, 1997.; Jing & Hudson, 2002.; Zhang et al., 2012.).

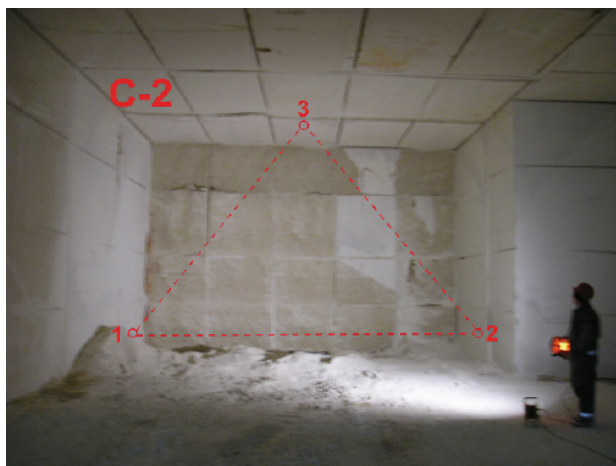
Istraživanjem se analizira međudjelovanje intaktnog materijala i diskontinuiteta te njihov utjecaj na razvoj deformacija i pojavu različitih oblika nestabilnosti (Kaiser et al., 2000.; Bakun-Mazor et al., 2009.; Kun, 2014.). Konačni cilj je razvoj praktično primjenjivih modela i metoda proračuna za sigurnije i racionalnije projektiranje podzemnih prostorija.

3. Metodologija istraživanja

Metodologija se temelji na integriranom pristupu koji obuhvaća laboratorijska ispitivanja, terenska mjerenja i numeričko modeliranje. Laboratorijska ispitivanja čine temelj istraživanja te uključuju određivanje gustoće, poroznosti, jednoosne tlačne čvrstoće, modula deformacije, čvrstoće u troosnom stanju naprezanja te čvrstoće pri savijanju (Hrženjak et al., 2013.; Briševac et al., 2017.). Laboratorijska ispitivanja će se obavljati i na drugim ležištima mineralnih sirovina, kako bi se



Slika 2. Terenska mjerenja konvergencija



Slika 3. Uređaji za terensko mjerenje naprezanja

osigurala šira primjenjivost dobivenih rezultata i mogućnost usporedbe ponašanja različitih tipova stijenske mase u sličnim geomehničkim uvjetima (Hoek et al., 1995.; Hoek & Brown, 1997.; Diederichs, 2007.).

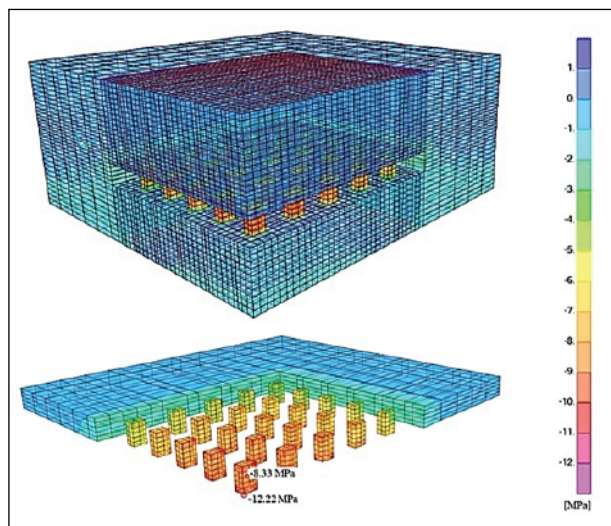
Terenska ispitivanja obuhvaćaju određivanje in situ naprezanja (slika 2), deformabilnosti stijenske mase te mjerenja konvergencija (slika 3) i pomaka na diskontinuitetima (Hrženjak et al., 2023.; Mališ et al., 2023.).

Numeričke analize (slika 4) provode se radi simulacije različitih geometrijskih stanja i uvjeta naprezanja te kalibracije modela na temelju eksperimentalnih rezultata (Segalini et al., 2006.; Exadaktylos et al., 2007.).

4. Svrha i opravdanost istraživanja

Zbog sve izraženije potrebe za podzemnom eksploatacijom mineralnih sirovina, pouzdano predviđanje ponašanja stijenske mase postaje ključno za sigurno i ekonomično projektiranje. Čvrste debelouslojene stijene prisutne su u brojnim ležištima mineralnih sirovina te predstavljaju specifičan geomehnički problem koji zahtijeva detaljna eksperimentalna istraživanja (Hoek et al., 1995.; Diederichs, 2007.; Bewick, 2021; Martin et al., 2003).

Rezultati ovog istraživanja imat će primjenu u projektiranju podzemnih kopova, tunela i drugih podzemnih građevina u sličnim geomehničkim uvjetima.



Slika 4. Numerička simulacija vertikalnog naprezanja (Mališ et al., 2023)

5. Zaključak

Važnost projekta ONMELS očituje se u njegovu doprinosu razvoju nacionalnih znanstvenih i stručnih kapaciteta u području mehanike stijena i geotehnike, kao i u unapređenju sigurnosti i održivosti podzemne eksploatacije mineralnih sirovina. Sustavno prikupljanje eksperimentalnih podataka i razvoj prilagođenih modela predstavljaju značajan iskorak u razumijevanju ponašanja čvrstih debelouslojenih stijena te stvaraju temelj za buduća istraživanja i primjenu u inženjerskoj praksi.

Istraživanje ima za cilj potvrditi ključnu ulogu laboratorijskih i terenskih ispitivanja u određivanju parametara potrebnih za pouzdano modeliranje ponašanja čvrstih debelouslojenih stijena. Integracija eksperimentalnih rezultata, terenskih mjerenja i numeričkih analiza omogućuje razvoj pouzdanijih metoda proračuna stabilnosti podzemnih prostorija te smanjenje nesigurnosti u fazi projektiranja.

Zahvala

Ovaj rad je podržan Next Generation NPOO projektom „Određivanje oblika nestabilnosti i mehanike loma čvrstih debelouslojenih stijena oko podzemnih prostorija“ (akronim „ONMELS“; Fakultetski projekt br. 581100012) u sklopu Mehanizam oporavka i otpornosti, koji je financiran od Europske unije.

Literatura

1. BAKUN-MAZOR, D., HATZOR, Y. H. & DERSHOWITZ, W. S.: Modeling mechanical layering effects on stability of underground openings in jointed sedimentary rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009, 46, 262–271. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2008.09.002
2. BEWICK, R. P.: The strength of massive to moderately jointed rock and its application to cave mining. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2021, 54(8), 3629–3661. DOI: 10.1007/s00603-021-02466-3
3. BRIŠEVAC, Z., HRŽENJAK, P. & COTMAN, I.: Estimate of uniaxial compressive strength and Young's modulus of elasticity of natural stone Giallo d'Istria. In: Konicek, Soucek & Konecny (eds.), *Eurock 2017*, Ostrava, 2017, 191, 431–441.
4. DIEDERICH, M. S.: The 2003 Canadian geotechnical colloquium: Mechanistic interpretation and practical application of damage and spalling prediction criteria for deep tunnelling. *Canadian Geotechnical Journal*, 2007, 44(9), 1082–1116. DOI: 10.1139/T07-033
5. EXADAKTYLOS, G., TSOUVALA, S., LIOLIOS, P. & BARAKOS, G.: A three-dimensional model of an underground excavation and comparison with in situ measurements. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2007, 31, 411–433. DOI: 10.1002/nag.552
6. HOEK, E. & BROWN, E. T.: Practical estimates of rock mass strength. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 1997, 34(8), 1165–1186. DOI: 10.1016/S1365-1609(97)80069-X
7. HOEK, E., KAISER, P. K. & BAWDEN, W. F.: *Support of underground excavations in hard rock*. Rotterdam: A. A. Balkema, 1995.
8. HRŽENJAK, P., DOBRILOVIĆ, I., NAVRATIL, D. & KOVAČEVIĆ ZELIĆ, B.: Shear strength determination of very rough and partially filled extension fractures in thick-bedded and karstified limestones. In: SCHUBERT, W. & KLUCKNER, A. (eds.): *15th ISRM Congress 2023 & 72nd Geomechanics Colloquium*, Salzburg, Austria, 2023, 2296–2301.
9. HRŽENJAK, P., JAGULJNIAK LAZAREVIĆ, A., TOPIĆ, Z. & COTMAN, I.: Development and application of in situ flexural strength testing method. In: *23rd World Mining Congress & Expo 2013 Proceedings*, Montreal, 2013.
10. JING, L. & HUDSON, J. A.: Numerical methods in rock mechanics. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2002, 39(4), 409–427. DOI: 10.1016/S1365-1609(02)00065-5
11. KAISER, P. K., DIEDERICH, M. S., MARTIN, C. D. & SHARP, J.: Underground works in hard rock tunnelling and mining. In *GeoEng2000*, 2000. DOI: 10.1201/9781003073656
12. KUN, M.: Evaluation and applications of empirical approaches and numerical modelling of an underground limestone quarry with room and pillar design. *Journal of Mining Science*, 2014, 50(1), 126–136. DOI: 10.1134/S1062739114010114
13. MALIŠ, T., HRŽENJAK, P., JAGULJNIAK LAZAREVIĆ, A. & MIKULEC, M.: Application of the SAP2000 computer programme in the modelling of an underground quarry of dimension stone. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, 2023, 38(4), 19–25. DOI: 10.17794/rgn.2023.4.2
14. MARTIN, C. D., KAISER, P. K. & CHRISTIANSSON, R.: Stress, instability and design of underground excavations. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2003, 40, 1027–1047. DOI: 10.1016/S1365-1609(03)00110-2
15. SEGALINI, A., D'ATTOLI, M., FERRERO, A. M., MIGLIAZZA, M.: Stability analysis of fractured rock mass excavation in ornamental stone quarries by means of 3D numerical modelling. In: *ARMA: 41st U. S. Rock Mechanics Symposium (USRMS): 50 Years of Rock Mechanics – Landmarks and Future Challenges*, Golden, Colorado, USA, Proceedings, 2006, 121–128.
16. WILES, T. D.: Reliability of numerical modelling predictions. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2006, 43(3), 454–472. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2005.06.005
17. ZHU, W. C. & ZHAO, J.: Stability analysis of underground openings in jointed rock masses. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2004, 41(3), 477–484. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2004.03.083

Procjena geoenergetskog potencijala Varaždinske županije s aspekta geotermalnih voda, ugljikovodika i podzemnog skladištenja plina i trajnog zbrinjavanja ugljikovog dioksida u geološkim strukturama

Assessment of geoenergy potential of the Varaždin County considering geothermal water, hydrocarbons and underground gas storage and carbon capture and storage

dr. sc. Nikola Gizdavec
Znanstveni suradnik u Zavodu za
mineralne sirovine i marinsku geologiju, HGI
ngizdavec@hgi-cgs.hr

izv. prof. dr. sc. Darko Pavlović
Savjetnik predsjednika Uprave
Plinacro d.o.o., Zagreb
darko.pavlovic@plinacro.hr

dr. sc. Melita Srpak
Stručna savjetnica za okoliš, resurse i krajobraz
Zavod za prostorno uređenje Varaždinske županije
melita.srpak@gmail.com



Ključne riječi: geoenergetski potencijal; geotermalne vode; ugljikovodici; podzemno skladištenje plina; CCS; Varaždinska županija; Murski bazen

Keywords: geo-energy potential; geothermal waters; hydrocarbons; underground gas storage; CCS; Varaždin County; Mura Basin



Sažetak

Istraživanje i eksploatacija mineralnih sirovina kontinuirano se provodi na području cijele Varaždinske županije jer se na temelju njenih rezultata oblikuju ključne politike i investicijski planovi važni za budući ekonomski rast županije. Cilj ovog istraživanja je procijeniti geoenergetski potencijal Varaždinske županije s naglaskom na geotermalne vode, ugljikovodike te mogućnosti podzemnog skladištenja prirodnog plina i trajnog zbrinjavanja ugljikova dioksida (CCS). Svrha istraživanja je pružiti znanstvenu osnovu za održivo

korištenje ovih resursa, potaknuti daljnja istraživanja i investicije, te unaprijediti energetske sigurnost i smanjenje emisija stakleničkih plinova. Metode istraživanja uključuju integriranu analizu geoloških, geofizičkih, bušotinskih i hidrogeoloških podataka, interpretaciju seizmičkih snimanja za identifikaciju rasjeda i struktura pogodnih za akumulaciju ugljikovodika i geotermalnih voda, geokemijsku analizu matičnih stijena i fluida radi procjene potencijala generiranja i migracije ugljikovodika, strukturno-stratigrafske procjene ležišnih i pokrovnih stijena za CCS, te 3D geološko-geofizičko modeliranje dijelova Murskog bazena, Ormož-selničke antiklinale i zapadnih obronaka Kalnika. Rezultati pokazuju da Varaždinska županija posjeduje značajan geoenergetski potencijal. Dokazano je postojanje plinskih i naftnih akumulacija (Veliki Otok, Cvetkovec, Strmec Podravski, Legrad), pri čemu migracija ugljikovodika prati rasjedne sustave, a pješčenjaci, karbonati, breče

i dolomiti predstavljaju potencijalne ležišne stijene. Predkenozojski karbonatni kompleks s trijaskim dolomitima pokazuje visoke temperature i sekundarnu poroznost, što ga čini pogodnim za geotermalne sustave, kogeneraciju i industrijsku uporabu, s eksploatacijskim poljem Lunjkovec–Kutnjak kao prioritetnim lokalitetom. Trijaski karbonati s razvijenom sekundarnom poroznošću mogu imati povoljne karakteristike za trajno zbrinjavanje ugljikovog dioksida u slučaju kada su prekriveni s kenozojskim klastičnim nizovima i iscrpljeno naftno polje Cvetkovec identificirani su kao tehnički i geološki prihvatljivi spremnici za trajno zbrinjavanje CO₂, uz potrebu dodatnih 3D seizmičkih istraživanja i procjene integriteta pokrovnih stijena. Zaključno, Varaždinska županija ima raznolik geoenergetski potencijal koji može značajno pridonijeti energetske tranziciji, pružajući temelje za razvoj geotermalne energije, eksploataciju ugljikovodika i implementaciju CCS tehnologija.



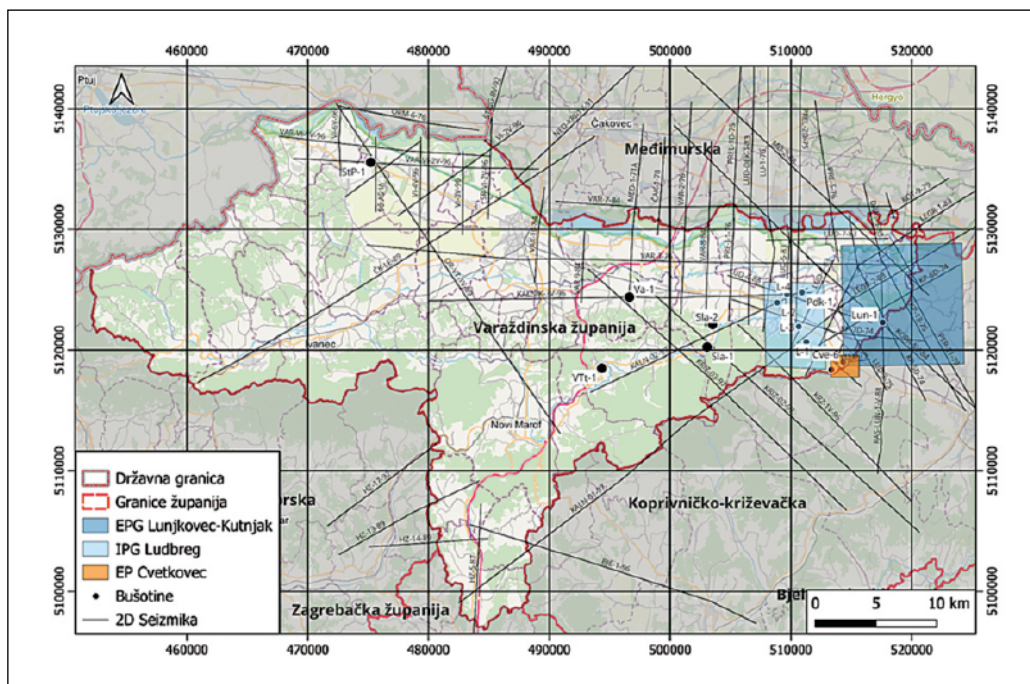
Abstract

Exploration and exploitation of mineral resources have been continuously conducted across Varaždin County, as their results form the basis for shaping key development policies and investment plans essential for the future economic growth of the region. The aim of this study is to assess the geo-energy potential of Varaždin County, with particular emphasis on geothermal waters, hydrocarbons, and the possibilities of underground natural gas storage and permanent carbon dioxide sequestration (CCS). The purpose of the research is to provide a scientific basis for the sustainable use of these resources, to stimulate further research and investment, and to enhance energy security and reduce greenhouse gas emissions. The applied methods include an integrated analysis of geological, geophysical, borehole and hydrogeological data, interpretation of seismic surveys to identify faults and structures favourable for hydrocarbon and geothermal accumulation, geochemical analysis of source rocks and fluids to assess hydrocarbon generation and migration potential, structural–stratigraphic evaluation of reservoir and cap rocks for CCS, and 3D geological–geophysical modelling of parts of the Mura Basin, the Ormož–Selnica Anticline and the western slopes of Mt. Kalnik. The results indicate that Varaždin County possesses significant geo-energy potential. The presence of gas and oil accumulations (Veliki Otok, Cvetkovec, Strmec Podravski, Legrad) has been confirmed, with hydrocarbon migration controlled by

fault systems and sandstones, carbonates, breccias and dolomites acting as potential reservoir rocks. The pre-Cenozoic carbonate complex with Triassic dolomites exhibits elevated temperatures and well-developed secondary porosity, making it suitable for geothermal systems, cogeneration and industrial use, with the Lunjkovec–Kutnjak exploitation field identified as a priority site. Triassic carbonates overlain by Cenozoic clastic sequences and the depleted Cvetkovec oil field have been identified as technically and geologically suitable reservoirs for permanent CO₂ storage, subject to additional 3D seismic investigations and cap-rock integrity assessment. In conclusion, Varaždin County has a diverse geo-energy potential that can significantly contribute to the energy transition by supporting the development of geothermal energy, limited hydrocarbon exploitation and the implementation of CCS technologies.

1. Uvod

Istraživanje i eksploatacija svih vrsta mineralnih sirovina – bilo da je riječ o čvrstim mineralnim sirovinama, ugljikovodicima ili geotermalnim vodama za energetske svrhe – provode se u skladu sa zakonskim i podzakonskim propisima koji proizlaze iz temeljne ustavne odredbe, kojom je propisano da su „more, morska obala i otoci, vode, zračni prostori, rudno blago (i druga prirodna bogatstva ...), od interesa za Republiku Hrvatsku, imaju njezinu osobitu zaštitu (Srpak i dr. 2025, Pavlović i dr. 2018). Osnovni akt planiranja kojim se utvrđuje gospodarenje ugljikovodicima i geotermalnim vodama, podzemno skladištenje plina i trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida i planiranje naftno-rudarske gospodarske djelatnosti na državnoj razini je Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske koju donosi Hrvatski sabor u skladu s propisima kojima se uređuje energija. Gospodarenje ugljikovodicima provodi se sukladno Okvirnom planu i programu istraživanja i eksploatacije ugljikovodika na kopnu i Jadranu, dok se geotermalni potencijal razvija prema Planu razvoja geotermalnog potencijala Republike Hrvatske. Jedinice lokalne i regionalne samouprave dužne su u svojim razvojno-planerskim aktima osigurati implementaciju ovih strateških ciljeva (Srpak i Pavlović, 2020). Posebnu pažnju u zakonodavnom okviru ima trajno geološko zbrinjavanje ugljikova dioksida (CCS). Direktiva 2009/31/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o geološkom skladištenju ugljikova dioksida uspostavlja pravni okvir za trajnu i ekološki sigurnu pohranu CO₂ u podzemnim geološkim formacijama, s



Slika 1. Geofizički podaci, duboke bušotine, istražni prostori i eksploatacijska polja energetske mineralne sirovine (Izvor: Soba s podacima AZU-a; Data Room).

ciljem smanjenja emisija stakleničkih plinova u atmosferu. Republika Hrvatska ovu je direktivu prenijela u nacionalno zakonodavstvo Pravilnikom o trajnom zbrinjavanju ugljikova dioksida u geološkim strukturama (NN 95/18, 87/22). Ovaj okvir propisuje uvjete karakterizacije, odabira i nadzora skladišnih lokacija, izdavanja dozvola te prijenosa odgovornosti na državu nakon zatvaranja skladišta, čime se doprinosi smanjenju emisija stakleničkih plinova i održivom razvoju energetskega sektora (Pavlović i Banovac, 2020). S obzirom na strateški značaj mineralnih sirovina i geoneergetskih resursa za energetske sigurnost Hrvatske, znanstveno istraživanje Varaždinske županije ima za cilj procjenu dostupnog geoneergetskog potencijala i identificiranje potencijalnih lokacija za eksploataciju i trajno skladištenje, uz očuvanje okoliša i poštivanje nacionalnog i europskog zakonodavstva.

2. Razvoj istraživanja energetske mineralne sirovine-ugljikovodika na području Varaždinske županije

Energetske mineralne sirovine na području Varaždinske županije istraživane su od prve polovine 20. stoljeća, iako njihovo korištenje seže znatno dalje, u Rimsko doba, kada se geotermalna voda koristila za grijanje prostorija u Varaždinskim Toplicama (Miko i dr. 2007). Istraživanje ugljikovodika započelo je početkom 20. stoljeća, što je omogućilo prikupljanje podataka o geološkim strukturama pogodnim za akumulaciju nafte

i plina te osnivanje prvih istražnih bušotina. Potencijal područja temelji se na prisutnosti kvalitetnih matičnih stijena bogatih organskom tvari, povoljnih uvjeta za generaciju i migraciju ugljikovodika te razvijenih migracijskih puteva koji omogućuju premještanje ugljikovodika u propusne ležišne stijene (Loke & Barker, 1995., 1996). U kombinaciji sa strukturnim i stratigrafskim zamkama te dobro razvijenim pokrovnim naslagama koje sprječavaju daljnji odlazak fluida, formiraju se povoljni uvjeti za akumulaciju i očuvanje ugljikovodika. Na području Varaždinske županije izvedeno je ukupno 13 bušotina, od kojih je 11 probušeno radi pronalaska nafte i plina, dok su dvije namijenjene istraživanju geotermalne vode (Slika 1).

Osnovni podaci o bušotinama koje se ne nalaze unutar istražnih prostora ili eksploatacijskih polja prikazani su u Tablici 1.

U dolini rijeke Bednje zabilježeno je više povijesnih izdanaka nafte, kao i naznaka prisutnosti plina na površini. Tijekom kasnijih istražnih kampanja u bušotinama su zabilježene pojave ugljikovodika u obliku tragova nafte i plina, ispitanih ugljikovodika ili plinova, dok su nafte otkrivene u slojevima pjesčenjaka u istražnim bušotinama. Posljednja istražna bušotina na ovom području, Strmec Podravski-1, izvedena je 2001. godine¹ (Tablica 1).

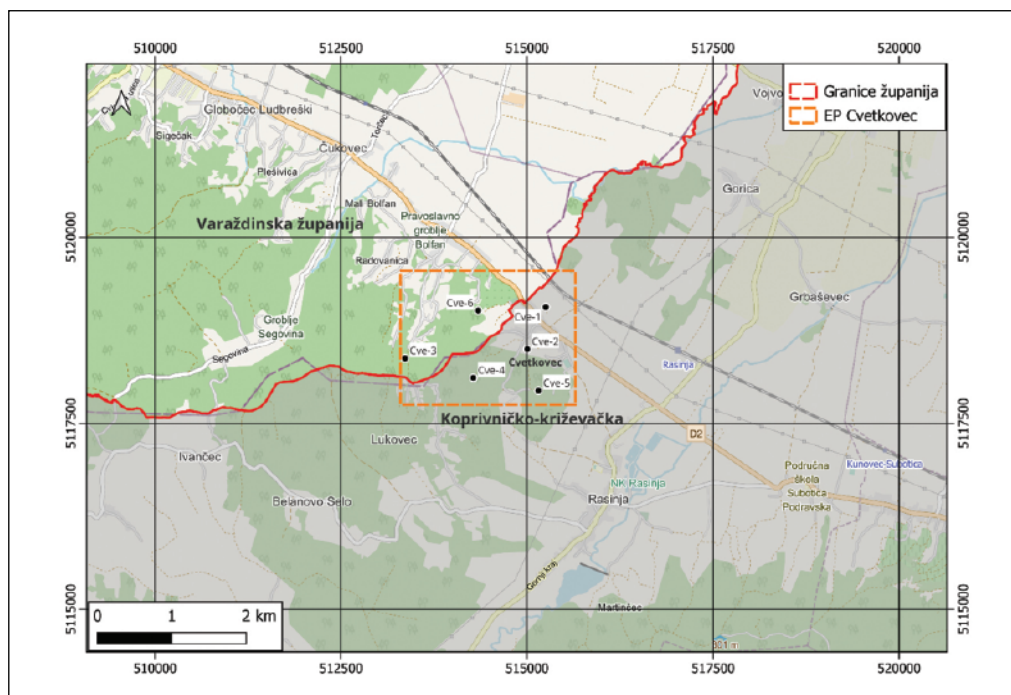
¹ Bušotina je otkrila plin s visokim udjelom dušika i testirana je u četiri intervala zasićenja, pri čemu je u svim intervalima izmjerena ista količina plina, 15 000 m³. Zbog problema s cementacijom, samo je jedan interval doveden u probnu proizvodnju, dok je bušotina kasnije napuštena.

Tablica 1. Osnovni podaci dubokih istražnih bušotina (Izvor: Soba s podacima AZU-a; Data Room).

Red. br.	Naziv bušotine	Geografske koordinate (HTRS96/TM)		Godina bušenja	Dubina bušenja (m)	Eksploatacijsko polje/Istražni prostor	Naziv jedinice lokalne samouprave
		E	N				
1	Cvetkovec-3 (Cve-3)	513358, 71	5118373, 68	1977.	2909	ugljikovodici / EP Cvetkovec	LUDBREG
2	Cvetkovec-6 (Cve-6)	514344, 49	5119015, 67	1980.	1603	ugljikovodici / EP Cvetkovec	LUDBREG
3	Ludbreg-1 (L-1)	511273, 21	5120663, 67	1941.	1336	IPG Ludbreg	LUDBREG
4	Ludbreg-2 (L-2)	508862, 68	5123928, 49	1942.	1552	IPG Ludbreg	LUDBREG
5	Ludbreg-3 (L-3)	510657, 60	5121949, 30	1960.	1531,5	IPG Ludbreg	LUDBREG
6	Ludbreg-4 (L-4)	509688, 42	5124613, 97	1985.	2921	IPG Ludbreg	LUDBREG
7	Lunjkovec-1 (Lun-1)	517595, 79	5122299, 52	1976.	2203	EPG Lunjkovec-Kutnjak	MALI BUKOVEC
8	Podravka-1 (PdK-1)	510906, 51	5124779, 32	1982.	2547	IPG Ludbreg	LUDBREG
9	Slanje-1 (Sla-1)	503055, 97	5120264, 03	1962.	631,5		MARTIJANEC
10	Slanje-2 (Sla-2)	503521, 26	5122111, 07	1962.	951		MARTIJANEC
11	Strmec Podravski-1 (StP-1)	475215, 90	5135557, 40	2001.	1955		PETRIJANEC
12	Varaždin-1 (Va-1)	496640, 93	5124389, 43	1963.	2697		JALŽABET
13	Varaždinske Toplice-1 (VTt-1)	494342, 75	5118503, 90	1988.	605		VARAŽDINSKE TOPLICE

Tablica 2. Pojave ugljikovodika u dubokim istražnim bušotinama (Izvor: Soba s podacima AZU-a; Data Room)

Bušotina	Konačna dubina bušotina (m)	Pojave nafte i plina	Litologija
Strmec Podravski-1	1955	Plin dobiven testnom proizvodnjom, 15000 m ³ , visok udio N ₂ nestabilan kanal bušotine	sarmat, baden, karpat, stariji miocen, breča, trijaski dolomiti.
Varaždin-1	2702	Elektrokarotaž analize s pozitivnim indikacijama ugljikovodika, bez detekcije tijekom bušenja	Dobro razvijena serija pješčenjaka, pliocen, pont, panon, srednji miocen, lapor, pjeskoviti vapnenci.
Slanje-2	951	Totalni gubici u litotamnijskim vapnencima, slana voda kao indikator ležišta ugljikovodika s neznatnim tragovima plina	Pont, pjeskoviti lapor, silt, pješčenjak, propusnost od 2 – 192 mD, tortonski litotamnijski vapnenci s pješčenjacima, pješčenjaci, propusnost 5 – 700 mD, poroznost 13,5 – 30,1.



Slika 2. Lokacija eksploatacijskog polja ugljikovodika EPU Cvetkovec, s naznačenim točkama bušotina.

Ugljikovodici su na području Varaždinske županije utvrđeni na eksploatacijskom polju EP Cvetkovec. Površina eksploatacijskog polja iznosi 423 ha (Slika 2). Prva istražna bušotina, Cvetkovec-1, izvedena je 1975. godine, čime je na strukturi Cvetkovec otkriveno naftno polje u sedimentnim stijenama panonske starosti². Tijekom istražne faze izvedeno je ukupno šest dubokih bušotina (CVE-1 do CVE-6). Bušotine CVE-2 i CVE-6 su napuštene i sanirane, što znači da više ne predstavljaju opasnost za ljude, imovinu, prirodu i okoliš. Na površini nisu prisutni rudarski objekti, a kanali bušotina nalaze se 1,5–2,0 m ispod zemlje. Na polju se predviđa proizvodnja bušotine Cve-1 koja je smještena na području Koprivničko-križevačke županije³.

Godine 2014. godine, aktivirani su istražni prostori ugljikovodika na prostoru Varaždinske županije: Drava-2 (DR-2), Sjeverozapadna Hrvatska – 1 (SZH-1) i prijedlog Sjeverozapadna Hrvatska – 5 (SZH-5). Iste godine je raspisano javno nadmetanje za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika na kopnu u Panonskom bazenu, temeljeno na geološkim i geofizičkim analizama koje ukazuju na ugljikovodični potencijal, pokrivajući šest područja u istočnoj i sre-

dišnjoj Hrvatskoj uz Dravu, istočnu Slavoniju i Savu. U srpnju 2014. godine raspisano je javno nadmetanje za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika na kopnu, u dijelu kontinentalnog područja Panonskog bazena, koji obuhvaća istočnu i središnju Hrvatsku, uključujući Varaždinsku županiju. Temeljem nadmetanja, 2016. godine potpisan je ugovor na istražnom prostoru Drava – 02 (DR-2) ukupne površine 2.481 km² koji je obuhvatio i istočni dio područja Varaždinske županije. Na temelju raspisanog natječaja 2016. godine potpisan je ugovor na istražnom prostoru DR-2, ukupne površine 2.481 km², od čega je dio pokrivao istočni dio županije. Dozvolu za istraživanje dobila je kompanija INA d.d., koja je tijekom 2024. godine napustila dio istražnog prostora koji obuhvaća Varaždinsku županiju. Krajem 2018. godine raspisano je novo nadmetanje za sedam istražnih polja za područje središnje i sjeverozapadne Hrvatske od kojih se istražni prostori Sjeverozapadna Hrvatska 1 (SZH-1) i Sjeverozapadna Hrvatska-5 (SZH-5) nalaze na području Varaždinske županije. Godine 2020. potpisan je ugovor s INA-Industrija nafte d.d. za istraživanje na istražnom prostoru SZH-1, koji obuhvaća centralni i sjeverni dio županije. Prema podacima Agencije za ugljikovodike (AZU), tijekom istraživanja na prostoru SZH-1 nisu identificirane komercijalne akumulacije ugljikovodika. Na temelju Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika, Vlada Republike Hrvatske donijela je 2024. godine, Odluku o ukidanju dozvole za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika na kopnu u navedenom istražnom prostoru. Istražni prostori

2 Rješenje kojim se odobrava eksploatacija ugljikovodika na eksploatacijskom polju ishođeno je 1985. godine, ali polje zbog nerentabilnosti crpljenja otkrivenih rezervi nije nikada pušteno u proizvodnju.

3 Bušotina Cve-1 dubine 2398 m raskrila je naftni sloj u pješčenjacima donjeg panona, litostratigrafski određenim kao ekvivalent Iva pješčenjaka Ivanić Grad formacije.

nisu brisani, a u slučaju interesa naftno-rudarskog pravnog subjekta za daljnja istraživanja postupak se provodi sukladno članku 20. istog Zakona. Postupak se inicira na zahtjev investitora, a nadležno Ministarstvo objavljuje obavijest u Službenom listu EU. Ponude se podnose prema Dokumentaciji za nadmetanje koju izrađuje AZU dva puta godišnje, do 31. ožujka i do 30. rujna.

3. Geotermalni resursi Varaždinske županije

Na području Varaždinske županije postoje izvori geotermalnih voda i podaci dubokih istražnih bušotina kojima su raskriveni geotermalni vodonosnici, prikazani na Slici 3.

Podevčevo

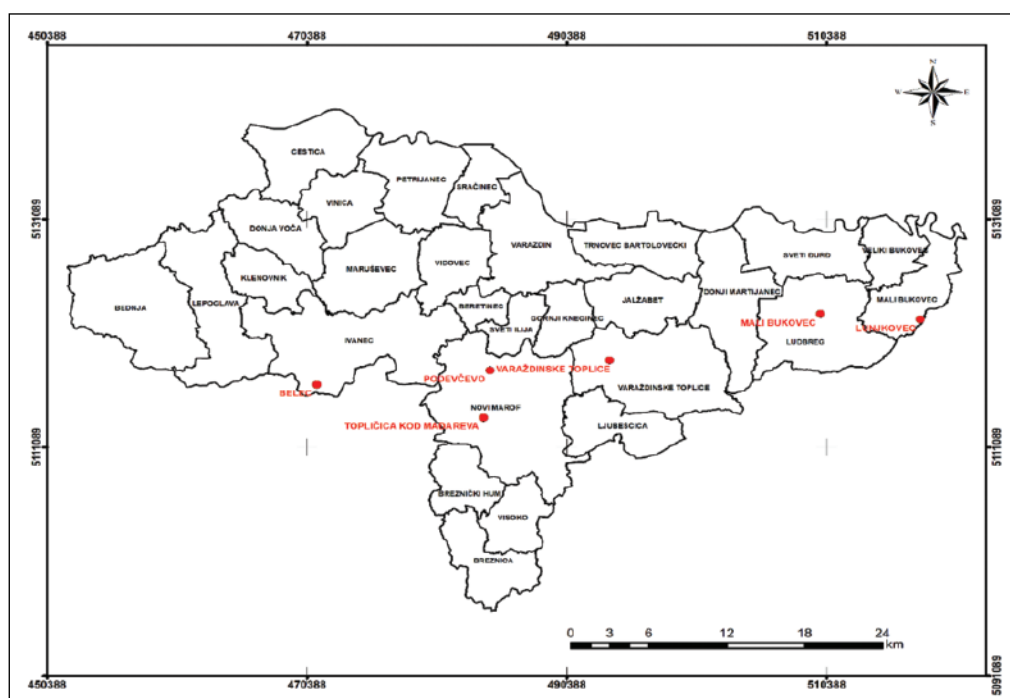
U Podevčevu voda izvire na sjecištu antiklinalnog prodora i poprečnog rasjeda, što je tipično za termalne izvore Hrvatskog zagorja (Šimunić i Hećimović, 1999). Nakupljanje vode odvija se u zdrobljenim gornjotrijaskim dolomitima navlake Lubenjak, a voda se spušta u srednjotrijaske dolomite sinklinale, iz koje može izvirati samo na tjemenu antiklinalnog prodora. Kemijska analiza pokazuje da voda iz Podevčeva po sastavu više nalikuje vodi Topličice kod Gotalovca nego vodi iz Varaždinskih Toplica (Lindal, 1973., Šimunić, 2008).

Topličica kod Mađareva

Subtermalna vrela u Topličici kod Mađareva, s temperaturom od 18–22,5 °C, nalaze se na rasjednoj granici između trijaskih dolomita i panonskih lapora, oko 2 km jugozapadno od Mađareva, neposredno sjeverno od ceste. Voda je kemijskog tipa Ca-Mg-HCO₃, s ukupnom mineralizacijom od 507 mg/l i temperaturom 22 °C. Okolica izvora izgrađena je od trijaskih dolomita, titon-berijaskih vapnenaca, krednih klastita s vulkanitima, egerskih klastita te miocenskih klastično-karbonatnih sedimenata. Voda je izbijala iz četiri veća i više manjih izvora te se koristi u turističko-rekreacijske svrhe, za kupanje i uzgoj ribe, pri čemu je korištenje ograničeno na ljetne mjesec.

Varaždinske Toplice

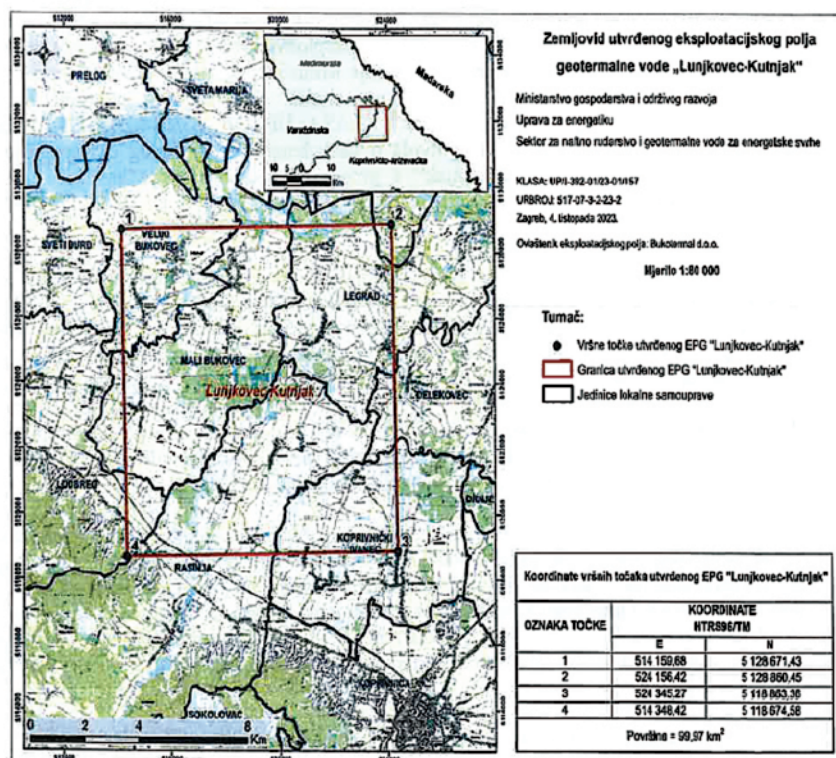
Varaždinske Toplice predstavljaju jedno od najpoznatijih i najduže korištenih termomineralnih nalazišta u Hrvatskoj, smješteno oko 12 km jugoistočno od Varaždina. Termomineralni izvor nalazi se u naslagama donjeg miocena koje leže transgresivno na trijaskim dolomitima u tjemenu antiklinale. Sabirno područje izvora obuhvaća Ivanščicu, odakle voda podzemnim putevima dolazi do toplica. Temperatura vode iznosi oko 56 °C, a kemijski je tipa Ca-Mg-HCO₃SO₄ s ukupnom mineralizacijom od 1017 mg/l, što je čini hipertermalnom i termomineralnom. Kapacitet izvora procijenjen je na 35 l/s, dok je u bušotini izdašnost bila 100 l/s. Starost vode procjenjuje se na više od



Slika 3. Pregledna karta ležišta i pojava geotermalnih voda na području Varaždinske županije (crvene točke) (Izvor KMS, HGI), EPSG: 3765.

Tablica 3. Bušotine eksploatacijskog polja geotermalne vode „Lunjkovec-Kutnjak“

Bušotina	Koordinate		Nadmorska visina	Godina bušenja	Konačna dubina (m)
	X	Y			
Lun-1	517 596,51	5 122 299,58	141,3	1975. – 1976.	2201
Kt-1	520 684,21	5 125 241,23	135,0	1968. – 1969.	2430



Slika 4. Zemljovid utvrđenog EP „Lunjkovec – Kutnjak“ (izvor: Projekt razrade EP „Lunjkovec – Kutnjak“)

40 000 godina, a njen upoj vjerojatno je vezan uz posljednji virmaski interglacij (Šumanovac, 2007., 2012). Voda je bogata sumporom, koji se u obliku sitnih druža luči na stijenama dovodnih kanala, te se koristi u terapiji reume, dermatosa, bolesti krvotoka, astmatičnih tegoba i u postoperativnoj rehabilitaciji. Arheološki nalazi potvrđuju korištenje termalne vode još u doba Rimljana, a izvori su vjerojatno korišteni kontinuirano od gornjeg pleistocena do danas.

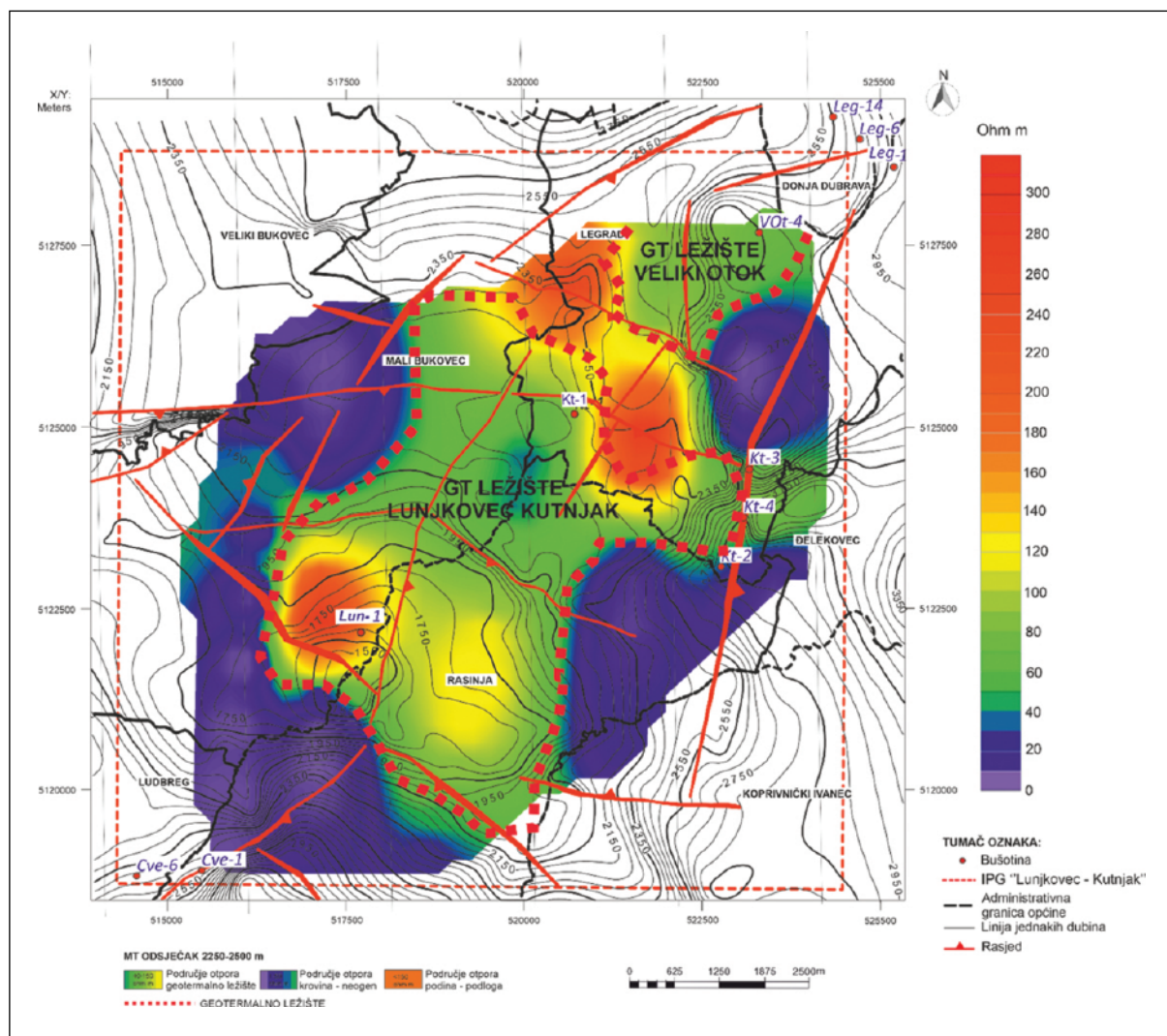
EPG Lunjkovec-Kutnjak

Povijest istraživanja na širem području istražnog prostora „Lunjkovec-Kutnjak“, započelo je četrdesetih godina s ciljem pronalaženja nafte i plina te je tijekom dugog vremenskog razdoblja izbušen niz bušotina, izvršena su karotazna mjerenja i testiranja tijekom bušenja, snimljeni su geofizički podaci (Šumanovac, 2015). U proteklih 10 godina uspješno istraživanje je provedeno na IPG Lunjkovec-Kutnjak te je sukladno

navedenoj zakonskoj proceduri formirano eksploatacijsko polje geotermalne vode EPG „Lunjkovec-Kutnjak“⁴. Na području eksploatacijskog polja „Lunjkovec-Kutnjak“ izbušene su dvije bušotine koje su zahvatile geotermalno ležište: Kt-1 i Lun-1 (Tablica 3).

Eksploatacijski prostor geotermalne vode „Lunjkovec-Kutnjak“ nalazi se na području Grada Ludbrega te općina Mali Bukovec i Veliki Bukovec u Varaždinskoj županiji, općina Legrad, Đelekovec, Koprivnički Ivanec i Rasinja u Koprivničko-križevačkoj županiji

⁴ Ministarstvo gospodarstva dodijelilo je društvu Bukotermal Dozvolu za pridobivanje geotermalne vode na eksploatacijskom polju geotermalne vode Lunjkovec-Kutnjak“ (KLASA: UP/I-392-01/24-01/121, URBROJ: 526-06-04-02-25-2, od 15. siječnja 2025., Izmjena Dozvole za pridobivanje geotermalne vode na eksploatacijskom polju geotermalne vode „Lunjkovec-Kutnjak“ (KLASA: UP/I-392-01/24-01/121 URBROJ: 526-06-04-02-25-5 Zagreb, 31. siječnja 2025.). Trgovačko društvo Bukotermal d.o.o. u vlasništvu je Varaždinske županije (85 %) i Općine Mali Bukovec (15 %).



Slika 5. Dubinska karta po krovini geotermalnog ležišta s ocrtanom granicom visoke vjerojatnosti prostiranja ležišta (Izvor: Elaborat o rezervama geotermalne vode budućeg eksploatacijskog polja geotermalne vode Lunjkovec-Kutnjak, ležište „Karbonati“).

te općine Donja Dubrava u Međimurskoj županiji. Površine je 99,97 km² (Slika 4) (Srpak i dr. 2019).

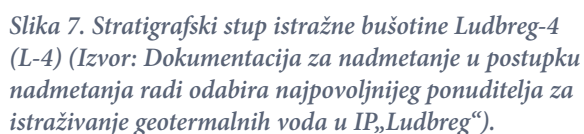
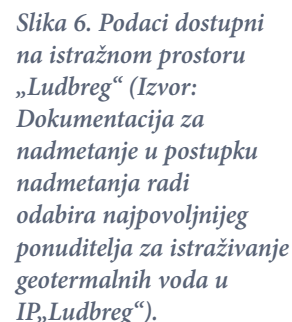
Tijekom istražne faze izvršena su geofizička mjerenja magnetotelurskih podataka, reobrađeni su postojeći seizmički podaci kojima je potvrđeno prostiranje geotermalnog ležišta. Na Slici 5 prikazana je dubinska karta po krovini geotermalnog ležišta s ocrtanom granicom visoke vjerojatnosti prostiranja ležišta dobivenog temeljem analize reobrađenih seizmičkih i snimljenih magnetotelurskih podataka.

IPG Ludbreg

Istražni prostor geotermalne vode Ludbreg nalazi se na području Grada Ludbrega (Slika 6). i obuhvaća površinu 34,94 km². Unutar istražnog poligona izvedeno je pet bušotina: Ludbreg-1, Ludbreg-2, Ludbreg-3, Ludbreg-4 i Podravka-1. Istražno razdoblje planirano

je na pet godina, tijekom kojeg investitor namjerava snimiti geofizičke podatke, izraditi dodatnu istražnu geotermalnu bušotinu te, u slučaju pozitivnih rezultata, privesti polje proizvodnji.

Bušotina Ludbreg-4 (L-4) s testiranim geotermalnim vodonosnikom izgrađena je 1985. godine. Glavni cilj bušenja bio je probijanje sedimenata pliocena i miocena te utvrđivanje karakteristika stijena podloge neogena (Urumović i dr. 1990). Tijekom bušenja probušen je slijed sedimenata gornjeg miocena, uključujući Lonja, Bilogorske, Kloštar Ivanić i Ivanić-Grad formacije, dok su sedimenti donjeg i srednjeg miocena pripadali Moslavačkoj Gori formaciji. Bušenje je prekinuto na dubini od 2921,0 m u konglomeratičnim pješčenjacima, te je testiranjem karbonatnih breča u intervalu 2233,7 – 2250,0 m dobivena je slojna voda temperature 121°C (Borović i dr. 2015., 2019).



Područje Varaždinske županije obuhvaća Mursku potolinu i rubne dijelove Malih zagorskih bazena, gdje neogenske naslage pijesaka, lapora i glina grade ležišta i pokrovne stijene. Bušotinom Va1 utvrđene su debele naslage panonskih pješčenjaka na većim dubinama, koje predstavljaju potencijalna geotermalna ležišta, dok naslage donjeg do srednjeg miocena, uključujući vapnence badenske starosti i biokalkarenite, tvore ležišne stijene. Karbonatne naslage trijaskе starosti u podlozi kenozoika, s razvijenom sekundarnom poroznošću nastalom tijekom više generacija tektonskih naprezanja, predstavljaju atraktivna ležišta geotermalne energije. Strukturni obrasci, uključujući antiklinale, horsteve i grabene uz rasjede, te stratigrafski klino-vi omogućuju stvaranje zamki tipičnih za panonske sustave. Povišen geotermalni gradijent Panonskog bazena, prisutnost termalnih izvora i ležišta raskrivenih bušotinama u širem varaždinsko-topličkom prostoru potvrđuju energetski potencijal geotermalne vode (Lindal, 1973., Larva 2008). Izmjerene temperature u bušotinama, koje dosežu do 121 °C, ukazuju na mogućnost korištenja topline u toplinarstvu, agro-geotermiji te eventualno za proizvodnju električne energije (Tablica 4).

Tablica 4. Izmjerene temperature u bušotinama na području Varaždinske županije. Oznaka “@” označava izraz „pri kojoj dubini“ (Izvor: AZU)

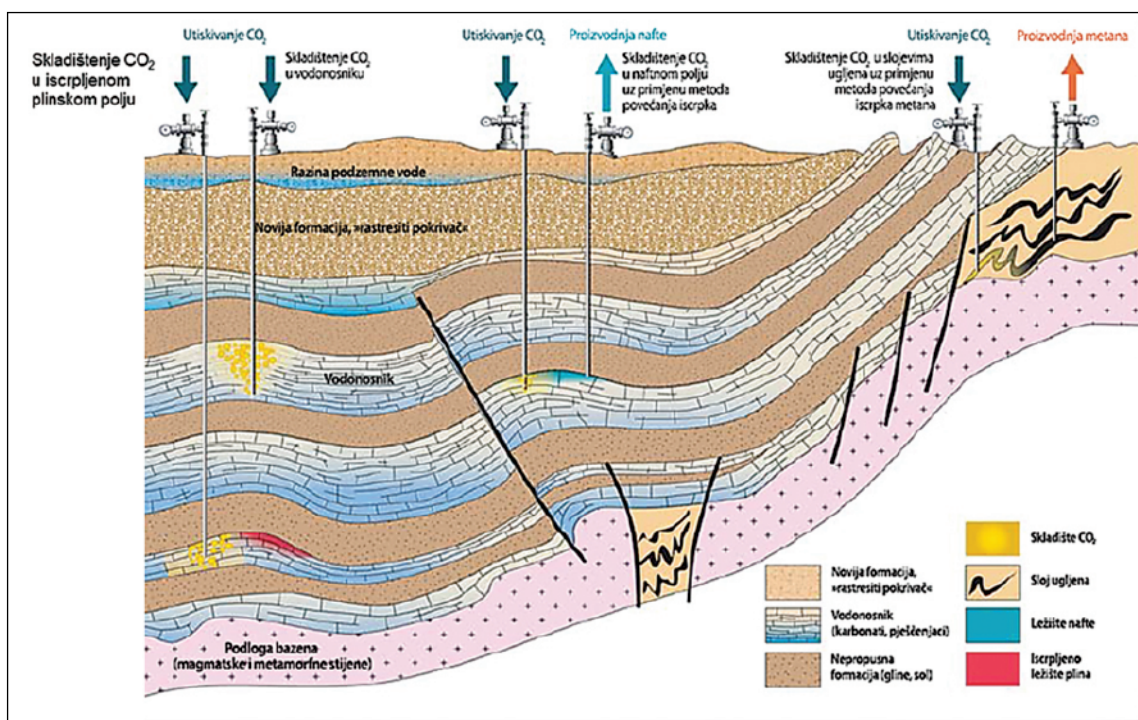
Bušotina	Geotermalni izvor	Jedinica lokalne samouprave	Godina bušenja	Litologija/geotermalni play	Dubina bušotine (m)	Temp. (°C)
Strmec Podravski-1 (StP-1)		Petrijanec	2001	karbonati/ podloga kenozoika	1369	59@1369 m
Varaždin-1 (Va-1)		Jalžabet	1984	pješčenjaci/ panonski pješčenjaci	2697	88@2697
Slanje-2 (Sl-2)		Martijanec	1962	karbonati/ podloga kenozoika	951	46@951
Slanje-1 (Sl-1)		Martijanec	1962	karbonati/ podloga kenozoika	630	61@630 m
Varaždinske Toplice-1 (Vtt-1)		Varaždinske Toplice	1989	podloga kenozoika	605	28@500 m
Ludbreg-2 (L-2)		Ludbreg	1942	pješčenjaci donjeg do srednjeg miocena	1552	N/A
Ludbreg-3 (L-3)		Ludbreg	1960	karbonati/ podloga kenozoika	1531.5	74.6@1450 m
Ludbreg-4 (L-4)		Ludbreg	1985	pješčenjaci, konglomeratični pješčenjaci donji do srednji miocen	2921	121@2200 m
Lunjkovec-1 (Lun-1)		Mali Bukovec	1975	karbonati/ podloga kenozoika	2300	110@1850 m
Podravka-1 (Pdk-1)		Ludbreg	1982	pješčenjaci, polimiktne breče/ donji do srednji miocen	2547	113@2500 m
B-1 – B-4	Varaždinske Toplice	Varaždinske Toplice	povijesni izvor	pješčenjaci, vapnenci, dolomiti/ podloga kenozoika	30 – 60	60@ površina

4. Prikaz mogućnosti podzemnog skladištenja plina i trajnog zbrinjavanja ugljikovog dioksida u geološkim strukturama

Ugljik dioksid (CO_2) može se trajno skladištiti u nekoliko geoloških formacija: u iscrpljenim naftnim i plinskim ležištima, u dubokim slanim akviferima te u dubokim slojevima ugljena (Slika 8). Postoji još jedan način koji je vrijedno spomenuti, a to je uskladištenje ugljikovog dioksida (CO_2) u solne dome. Princip skladištenja temelji se na utiskivanju CO_2 u ležišne stijene s visokom poroznošću (Φ) i propusnošću (k), gdje se CO_2 nakuplja u porama između zrna i u frakturama, istiskujući postojeći fluid (vodu, plin ili naftu). Ležišne stijene prekrivene su nepropusnim slojevima koji uključuju i propusne i nepropusne rasjede, čime se stvara složena heterogena struktura. Za izgradnju umjetnih ležišta postavljeni su osnovni kriteriji: dovoljna poroznost, propusnost i kapacitet pohrane (S), prisutnost pokrovnih nepropusnih stijena, postojanje strukturnih zamki, dubina veća od 800 m uz zadovoljavajući tlak (p) i temperaturu (T) te odsutnost pitke vode. Takvi uvjeti omogućuju dugotrajnu i sigurnu akumulaciju CO_2 u podzemlju. Tektonika te transtenzijski i transpresijski procesi u geološkoj prošlosti utjecali su na pojavu slane vode, nafte i/ili plina u

porama sedimentnih stijena (pješčenjaka). Većina pješčenjaka smještena je na dubinama 1000 – 4000 m gdje je tlak dovoljno visok za skladištenje gustog tekućeg CO_2 pri čemu slojevi gline niske propusnosti sprječavaju uzdizanje fluida.

Na području Varaždinske županije moguće je skladištenje CO_2 u duboke slane vodonosnike. Skladištenje CO_2 u duboke slane vodonosnike tehnološki je izvedivo, a ujedno i potvrđeno iz demonstracijskih, pilot (*Frio, Ketzin, Nagaoka, US Regional Partnership*) i komercijalnih (*Sleipner, Snøhvit, In Salah, utiskivanje kiselih plinova*) projekata utiskivanja CO_2 u svrhu smanjenja GHG (engl. *Greenhouse Gases*) emisija. Krajem 2008. godine prema Michael i sur. (2009) utisnuto je oko 20 Mt CO_2 u slane vodonosnike postojećim projektima. Zadnjih godina izvedeno je 10 operacija utiskivanja u slane akvifere. Dostupnost i cijena antropogenog CO_2 , loša injektivnost (mala propusnost), cijena monitoringa te izvor informacija, faktori su koji sprječavaju brže ostvarenje projekata. Uspješno utiskivanje CO_2 u duboke slane vodonosnike zahtjeva dostupne ležišne podatke (litologija, k , Φ , stlačivost (c), zasićenje (S_w , S_o , S_g), injektivnost, kemijski sastav vode), upotrebu i procjenu monitoringa (praćenja) korištenih tehnologija za izvođenje operacija i diskusiju o mogućim poboljšanjima projekta (veći broj utisnih bušotina za utiskivanje komercijalnih količina CO_2) (Novak, 2015). Razmjer i vrijeme operacija



Slika 8. Shematski prikaz mogućnosti skladištenja CO_2 (CO2GeoNet 2011).

uskladištenja prvotno ovise o ukupnom volumenu utiskivanja. Sigurnost se postiže pažljivim odabirom i karakterizacijom lokacije, procjenom rizika, ispravnim vođenjem, odgovarajućim planom praćenja te adekvatnim planiranjem popravniha mjera.

Podaci bušotine Va-1 ukazuju na postojanje debelih slojeva pješčenjaka panonske i srednjemiocenske starosti, koji zaliježu na zadovoljavajućim dubinama. Za sigurnost su presudni: adekvatna poroznost/propusnost ležišta u geološkim strukturama, nepropusna pokrovna stijena (glina/lapor/evaporit), strukturne i/ili stratigrafske zamke, odsutnost visoko-propusnih rasjeda, te cjelovitost postojećih bušotina. Praćenje procesa uključuje monitoring tlaka, mikro-seizmičnost područja, detaljne geokemijske analize te visoko preporučljivo snimanje 4D seizmičkih podataka. Mogućnosti trajnog zbrinjavanja CO₂ naslanja se na geotermalni potencijal te podatke dobivene tijekom istraživanja i proizvodnje ugljikovodika.

5. Zaključak

Provedenom analizom geoloških, strukturnih i geokemijskih podataka potvrđeno je da područje Varaždinske županije posjeduje sve ključne elemente ugljikovodičnog sustava, uključujući razvijene matične stijene, migracijske puteve, ležišne i pokrovne stijene te strukturne i stratigrafske zamke. Postojanje plinskih i naftnih pojava na poljima Veliki Otok, Cvetkovec, Strmec Podravski i Legrad jasno ukazuje na aktivne procese generacije i migracije ugljikovodika u prošlosti, iako dosadašnja istraživanja nisu rezultirala otkrićem većih komercijalnih akumulacija. Time je potvrđen regionalni potencijal, ali i potreba za suvremenijim istražnim pristupima temeljenima na novim geofizičkim snimanjima i integriranim ge-

ološko-geokemijskim modelima. Geotermalni potencijal županije pokazuje se znatno perspektivnijim, osobito u karbonatnom kompleksu predkenozojske starosti s trijaskim dolomitima kao glavnim ležištem. Povišen geotermalni gradijent Panonskog bazena, izmjerene temperature do 121 °C te već potvrđeno eksploatacijsko polje „Lunjkovec-Kutnjak“ upućuju na realnu mogućnost korištenja geotermalne energije u toplinarstvu, agrogeotermiji i potencijalno u proizvodnji električne energije. Daljnji razvoj ovog sektora zahtijeva nastavak sustavnih istraživanja, ali i aktivnu potporu investicijskim projektima na lokalnoj i regionalnoj razini. Analiza mogućnosti trajnog zbrinjavanja ugljikova dioksida pokazuje da su najperspektivniji spremnici duboki slani akviferi u panonskim pješčenjacima, kao i potencijalno trijaski karbonati prekriveni nepropusnim kenozojskim naslagama te iscrpljeno naftno polje Cvetkovec. Geološka građa središnjeg dijela županije, uz relativno mali broj rasjednih struktura na površini, dodatno pogoduje izdvajanje lokacija za sigurno skladištenje CO₂, uz uvjet provedbe detaljnih 3D seizmičkih istraživanja.

Sve navedeno upućuje na to da Varaždinska županija raspolaže značajnim geoenergetskim potencijalom, osobito u području geotermalne energije i dugoročno u području skladištenja CO₂, dok je ugljikovodični potencijal ograničen, ali geološki dokazan. Ovim radom provedena je integrirana znanstvena procjena geoenergetskog potencijala Varaždinske županije, temeljena na objedinjavanju geoloških, geofizičkih, strukturnih i geokemijskih podataka u jedinstveni interpretacijski okvir. U kontekstu energetske tranzicije i smanjenja emisija stakleničkih plinova, upravo kombinacija geotermalne energije i CCS-a može predstavljati strateški važan doprinos održivom razvoju regije.

Literatura

1. Borović, S., Terzić, J., Urumović, K. (2019). „Conditions for shallow geothermal energy utilization in Dinaric karst terrains in Croatia“. *Environmental Earth Sciences*, 78, 245–255.
2. Borović, S., Marković, I. (2015). „Utilization and tourism valorisation of geothermal waters in Croatia,“ *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 52–63, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.022.
3. Bukotermal d.o.o. (2024) Elaborat o rezervama geotermalne vode na budućem eksploatacijskom polju geotermalne vode Lunjkovec-Kutnjak, ležište karbonati, (za Bukotermal d.o.o. Geoda Consulting d.o.o., arhiva Bukotermal d.o.o.)
4. Larva, O. (2008). *Ranjivost vodonosnika na priljevnom području varaždinskih crpilišta*. Doktorska disertacija. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, str. 198.
5. Loke, M. H. & Barker, R. D. (1995): *Least-squares deconvolution of apparent resistivity pseudo-sections*. *Geophysics*, 1682–1690.
6. Lindal, B. (1973). Industrial and other applications of geothermal energy. UN Symposium on the Development and Utilization of Geothermal Resources, Pisa, 1, 135–148.
7. Loke, M. H., Barker, R. D. (1996): *Rapid least-squares inversion of apparent resistivity pseudo-sections by a quasi-Newton method*. *Geophysical Prospecting*, 44, 131–152.
8. Michael, K., Arnot, M., Cook, P., Ennis-King, J., Funnell, R., Kaldi, J., Kirste, D., Paterson, L. (2009). CO₂ storage in saline aquifers I — Current state of scientific knowledge. *Energy Procedia*, 1(1), 3197–3204.
9. Miko, S., Kruk, B., Bukovec, D., Kastmuller, Ž., Pencinger, V., Crnogaj, S., Mesić, S., Dedić, Ž., Kruk, Lj. (2007). Studija potencijala i osnove gospodarenja mineralnim sirovinama na području Varaždinske županije. Hrvatski geološki institut, Zagreb. Fond stručne dokumentacije 059/07.
10. Novak, K. (2015). Modeliranje površinskoga transporta i geološki aspekti skladištenja ugljikova dioksida u neogenska pješčenjačka ležišta Sjeverne Hrvatske 29 na primjeru polja Ivanić. Doktorski rad. Zagreb. Rudarsko – geološko – naftni fakultet.
11. Pravilnik o trajnom zbrinjavanju ugljikova dioksida u geološkim strukturama (NN 95/18, 87/22).
12. Pavlović, D., Banovac, E. (2020). „Natural gas as a geopolitical factor of energy transition.“ In Banovac, E. & Pudić, D. (Eds.) *Zbornik radova 35. Međunarodnog znanstveno – stručnog susreta stručnjaka za plin (Proceedings of the 35th International Scientific & Expert Meeting of Gas Professionals)*.
13. Pavlović, D.; Banovac, E.; Vištica, N. (2018). „Defining a composite index for measuring natural gas supply security – The Croatian gas market case“. *Energy Policy* 114, 30–38.
14. Srpak, M., Požgaj, D., Pavlović, A., & Marković, D. (2025): Dekarbonizacija i geotermalna energija u kontekstu energetske tranzicije – studija slučaja 'Lunjkovec – Kutnjak', *Nafta i plin*, Vol. 45, br. 184–185, 2025, str. 49–59.
15. Srpak, M., Pavlović, D. (2020). „Mogućnosti i potencijal geotermalnih voda u funkciji gospodarskog razvoja Varaždinske županije“. *Nafta i Plin*, 40(163–164), 58–70.
16. Srpak, M., Zeman, S., Sabol, G. (2019). „Analiza i postojeće stanje izvora geotermalnih voda na području Varaždinske županije“. *Podravina*, 18 (35), 190–200.
17. Šimunić, A. (2008): Geotermalne i mineralne vode Republike Hrvatske. Hrvatski geološki institut, Zavod za geologiju, Zagreb.
18. Šimunić, A., Hećimović, I. (1999). Geological aspects of thermal and mineral water occurrences of northwestern Croatia. *Nafta*, 50(3), 95–102.
19. Šumanovac, F. (2007): Geofizička istraživanja podzemnih voda. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet i Pauk Cerna.
20. Šumanovac, F. (2012): Osnove geofizičkih istraživanja. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet.
21. Šumanovac, F. (2015): Lithosphere model of the Pannonian–Adriatic overthrusting // *Tectonophysics*, 665 (2015), 79–91.
22. Urumović, K., Hlevnjak B., Prelogovrić, E., Mayer, D. (1990): Hidrogeološki uvjeti varaždinskog vodonosnika. *Geološki vjesnik*, Vol. 43, str. 149 – 158. Zagreb.

The background image shows a large white LNG carrier ship, the 'LNG CROATIA', sailing on the water. The ship's name is visible on its side. The ship has a red hull and a green stripe. The water is dark blue, and the sky is a pale, hazy blue. The text 'NOVO STI HR' is overlaid on the image in a large, bold, white font. The letters are slightly transparent, allowing the ship's details to be seen through them. The text is arranged in three lines: 'NOVO' on the top line, 'STI' on the middle line, and 'HR' on the bottom line.

NOVO STI HR

Novosti iz energetskeg sektora RH

(siječanj – lipanj 2026.)

Završen plinovod Zabok – Lučko vrijedan 80 milijuna eura

Na prigodnoj svečanosti u Zaboku 15. lipnja predsjednik Vlade Andrej Plenković sudjelovao je u obilježavanju završetka radova na velikom infrastrukturnom projektu izgradnje magistralnog plinovoda Zabok – Lučko. Svečanosti su bili župan Krapinsko-zagorske županije Željko Kolar, gradonačelnica Zaboka Valentina Đurek, gradonačelnik Krapine Zoran Gregurović, predstavnici lokalne i regionalne samouprave, poslovnih partnera te ostali uzvanici.

Ukupna vrijednost projekta iznosi oko 80 milijuna eura, a financiran je sredstvima Mehanizma za oporavak i otpornost u okviru projekta „Povećanje kapaciteta LNG terminala na otoku Krku te jačanje plinske infrastrukture“.

Predsjednik Uprave Plinacra Ivica Arar tom je prilikom naglasio kako se radi o projektu od posebne važnosti za hrvatski plinski transportni sustav i regionalnu sigurnost opskrbe.

– Riječ je o jednom od najznačajnijih i tehnički najsloženijih projekata na hrvatskom plinskom transportnom sustavu. Njegovom realizacijom omogućena je veća fleksibilnost upravljanja postojećim transportnim kapacitetima i višestruko povećanje kapaciteta transporta prirodnog plina prema Republici Sloveniji, čime se povećava sigurnost opskrbe plinom Slovenije i ostalih zemalja u regiji – istaknuo je Arar.

Složenost projekta potvrđuje i činjenica da trasa plinovoda dijelom prolazi ispod rijeka Save i Krapine, željezničke pruge i autoceste. Gotovo cijela trasa nalazi se unutar postojećeg koridora magistralnih plinovoda, čime je utjecaj na okoliš sveden na najmanju moguću mjeru.

Uz već izgrađeni plinovod Zlobin – Bosiljevo, novi plinovod Zabok – Lučko dio je aktualnog investicijskog ciklusa Plinacra koji obuhvaća izgradnju magistralnih plinovoda Bosiljevo – Sisak i Sisak – Kozarac. Dovođenjem tih projekata dodatno će se povećati mogućnosti korištenja kapaciteta terminala za UPP na otoku Krku, potom sigurnost opskrbe pli-



nom domaćih korisnika i učinkovitost hrvatskoga transportnog sustava.

U svom obraćanju predsjednik Vlade Plenković se osvrnuo na energetske krize koja je započela prije nekoliko godina i na sve što je država radila u tim novim okolnostima radi neovisnosti i sigurnosti opskrbe i stvaranja položaja Hrvatske kao regionalnog energetskeg čvorišta. Podsjetio je da je Vlada na početku prvog mandata donijela odluku o izgradnji LNG terminala na Krku.

Za energetske projekte ukupno je PLINACRO-u alocirano 530 milijuna eura iz Instrumenta REPowerEU, kazao je premijer. Tim sredstvima proširuju se plinovodi, odnosno jača hrvatska uloga kao transportni pravac za Mađarsku i Sloveniju, a nakon potpisivanja sporazuma o izgradnji plinovoda Južna interkonekcija, i za Bosnu i Hercegovinu.



Osvrnuvši se na današnju dovršenu dionicu plinovoda Zabok-Lučko, premijer je istaknuo kako će po dovršetku cijelog projekta kapacitet transporta prema Sloveniji porasti s 256 milijuna kubika plina godišnje na čak 1,5 milijardi. Također, kada se dovrše pravci Bosiljevo – Sisak i Sisak – Kozarac prema mađarskoj granici, kapacitet transporta prema Mađarskoj bit će 3,5 milijarde kubika plina.

Ulaganjima su se kapaciteti LNG terminala u Omišlju povećali s 2,9 na 6,1 milijardi kubika plina godišnje. Hrvatska potrošnja je oko 2,8 milijardi, tako da je proširenjem Hrvatska dobila kapacitete da postane regionalni transportni pravac i čvorište, zaključio je premijer.

Nacrt Zakona o energetskim georesursima – jačanje uloge države u energetskim projektima

Zakon o energetskim georesursima čiji je nacrt od svibnja ove godine u e-Savjetovanju donosi veću kontrolu i korist države nad strateškim energetskim resursima. Nacrt predviđa da Agencija za ugljikovodike može osnovati tvrtku koja bi s najmanje deset posto udjela sudjelovala u projektima energetskih georesursa.

Nadalje, nacrt predviđa i mogućnost da resorni ministar naredbom uključi trgovačko društvo Agencije u projekt, primjerice kroz zajedničko ulaganje s investitorom ili preuzimanje uloge operatora. Ta mogućnost predviđena je i za slučajeve u kojima nadmetanje za istraživanje ili eksploataciju ne završi izdavanjem dozvole ili sklapanjem ugovora. Ovine bi država imala mehanizam kojim se može uključiti u projekte od interesa za Republiku Hrvatsku i spriječiti da se oni obustave zbog nedostatka kapaciteta, znanja, operativnog iskustva ili nekih drugih razloga. To

može biti posebno važno kod projekata koje pokreću manje jedinice lokalne samouprave ili drugi subjekti koji nemaju dovoljno tehničkog iskustva za vođenje složenih energetskih projekata.

Osim spomenutoga, budući zakon bi trebao donijeti administrativno rasterećenje u sektoru u kojem su projekti često zapinjali između istraživanja, dozvola, imovinsko-pravnih odnosa i početka stvarne eksploatacije. Zakon tako uklanja neke dosadašnje administrativne barijere i mijenja dosadašnju arhitekturu dozvola i ugovora. Uvodi se i prijelazno razdoblje za projekte koji su završili istraživanje, ali još čekaju administrativne postupke potrebne za početak eksploatacije.

Novost je i lakše ishođenje građevinske dozvole. Prema nacrtu, investitor će moći dobiti građevinsku dozvolu ukoliko je podnio prijedlog za izvlaštenje ili zahtjev za rješavanje imovinsko-pravnih odnosa na zemljištu u vlasništvu države ili jedinica lokalne i područne samouprave. To bi moglo ubrzati projekte koji su dosad čekali potpuno okončanje imovinsko-pravne procedure.

Važna promjena je i mogućnost fleksibilnijeg korištenja postojećih naftno-rudarskih objekata i postrojenja. Nacrt predviđa i nadmetanje za eksploataciju u slučajevima kada su istražni radovi već provedeni ili postoje dovoljni podaci o potencijalu prostora.

Također, predviđaju se jednostavniji postupci za poljoprivrednike koji žele istražiti i eksploatirati geotermalne vode na zemljištu koje koriste za poljoprivrednu djelatnost.

Detaljnije nego do sada uređuje se i geološko skladištenje ugljikova dioksida, uključujući trajno zbrinjavanje CO₂ u podzemne geološke formacije. Time se hrvatski okvir usklađuje s europskim pravilima o tehnologijama s nultom neto stopom emisija.

Potpisan ugovor vrijedan 2,67 milijuna eura za projekt hvatanja i skladištenja CO₂

Krajem travnja 2026. u Ministarstvu gospodarstva potpisan je ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava za projekt „Hvatanje i skladištenje ugljikova dioksida“, u okviru Nacionalnog plana oporavka i otpornosti 2021. – 2026. godine.

Ugovor su potpisali ministar gospodarstva Ante Šušnjar, predsjednik Uprave Agencije za ugljikovodike Marijan Krpan te direktor Fonda za zaštitu okoliša i energetsku učinkovitost Luka Balen. Cilj projekta je utvrditi potencijal za geološko skladištenje ugljikova





dioksida na kopnu i moru u Republici Hrvatskoj, čime se stvaraju preduvjeti za razvoj novih tehnologija i jačanje otpornosti energetskeg sustava. Projekt se provodi u okviru investicije „Korištenje vodika i novih tehnologija“, a ukupna vrijednost dodijeljenih bespovratnih sredstava iznosi 2,67 milijuna eura.

Projekt uključuje izradu Atlasa dubokih slanah akvifera i geoloških struktura pogodnih za trajno zbrinjavanje CO₂, izradu Pre-FEED studije za lokaciju Bockovac, nabavu programskog paketa za projektiranje CCS sustava te aktivnosti promidžbe i vidljivosti.

Ovim projektom Hrvatska se svrstava među predvodnike u regiji u razvoju rješenja za upravljanje emisijama ugljikova dioksida. Korištenjem europskih sredstava ubrzava se izgradnja kapaciteta važnih za industriju i energetiku te se otvara prostor za nova ulaganja.

Potpisivanje ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti od iznimne je važnosti za Hrvatsku jer omogućuje izradu Atlasa geoloških struktura pogodnih za trajno skladištenje CO₂ i Pre-FEED studije na lokaciji Bockovac, temeljnih stručnih podloga za smanjenje emisija CO₂ i postizanje klimatske neutralnosti, osobito u industrijama koje nemaju alternativna rješenja za dekarbonizaciju.

Projekt pridonosi ispunjenju nacionalnih i europskih klimatskih ciljeva te osigurava usklađenost s europskim politikama, uz jačanje uloge Hrvatske u razvoju rješenja za trajno zbrinjavanje CO₂.

Poziv za ovaj projekt objavljen je početkom 2026. godine u skladu s važećim zakonodavnim okvirom,

pri čemu je Agencija za ugljikovodike određena kao jedini prihvatljivi nositelj provedbe projekta.

<https://www.fzoeu.hr/hr/potpisan-ugovor-vrijedan-2-67-milijuna-eura-za-projekt-hvatanja-i-skladistenja-co/10621>

Veća kapitalna ulaganja INA-e i proizvodnja ugljikovodika

U prvom tromjesečju 2026. INA je stabilno poslovala, rekla je Zsuzsanna Ortutay, predsjednica Uprave Ine. U djelatnosti Istraživanja i proizvodnje nafte i plina proizvodnja je porasla za 2,3 % u usporedbi s prvim tromjesečjem 2025. kao rezultat kontinuiranih ulaganja i poduzetih napora, kao što su provedeni remont u Hrvatskoj i Egiptu te doprinos razradne bušotine Ika A u hrvatskom podmorju i novih proizvodnih bušotina u Egiptu. Kapitalna ulaganja u djelatnosti iznosila su 26 milijuna eura u 2025. godini, 65 % više nego u prvom tromjesečju 2025. godine i bila su usmjerena na Hrvatsku.

INA je s tvrtkom Vermilion Zagreb Exploration d.o.o. potpisala ugovor o stjecanju 60-postotnog udjela na istraživačkom području na kopnu SAVA-07, čime će se, nakon ishođenja dozvole Vlade Republike Hrvatske, njezin udio u tom području povećati na 100 posto.

Turbulentna tržišna kretanja započela su u ožujku, što je uzrokovalo nagli šok na cijene sirove nafte i naftnih derivata. Nabava sirove nafte postala je otežana zbog zatvaranja ključnih opskrbnih pravaca, a normalizacija još nije na vidiku.



INA nastavlja s iskoracima u području niskougljičnih rješenja, s posebnim fokusom na proizvodnju zelenog vodika. Nakon potpisivanja ključnih ugovora, napreduje se s razvojem projekta u Rijeci koji kombinira obnovljivu električnu energiju i tehnologiju elektrolize. Vrijednost projekta iznosi 61 milijun eura, od čega će se do 15 milijuna eura financirati iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. Omogućit će proizvodnju zelenog vodika za industrijsku primjenu i buduća rješenja u mobilnosti, uz doprinos dekarbonizaciji poslovanja i široj energetskej tranziciji.

<https://www.ina.hr/announcement/veca-kapitalna-ulaganja-i-proizvodnja-ugljikovodika/>

INA od Vermiliona preuzima 60 posto udjela na istražnom prostoru SAVA-07

INA, d.d. je s tvrtkom Vermilion Zagreb Exploration d.o.o. (Vermilion) koncem ožujka 2026. potpisala obvezujući sporazum o preuzimanju 60 posto udjela na kopnenom istražnom prostoru SAVA-07, čime će INA postati nositelj 100-postotnog udjela na tom prostoru. Do potpisivanja sporazuma INA je imala 40 posto udjela na istražnom prostoru SAVA-07, a nakon potpisivanja sporazuma preuzet će od Vermiliona preostalih 60 posto udjela i poziciju operatora. Odobrenje Vlade Republike Hrvatske za zaključenje transakcije vrijedne oko 15 milijuna eura očekuje se sredinom 2026. godine.

INA i Vermilion su od 2024. partneri na ovom istražnom prostoru, koje se najvećim dijelom nalazi u Sisačko-moslavačkoj županiji. U okviru prve faze istraživanja ostvarena su četiri komercijalna otkrića ugljikovodika bušotinama Zbjegovača-II, Međurić-II, Gojlo-I i Piljenice-1. Uz to, na prostoru SAVA-07 nalazi se i ranije Inino komercijalno otkriće Gojlo-II koja je također spremna za privođenje proizvodnji.

Ukupne nove rezerve procjenjuju se na približno na dva milijuna barela ekvivalenta nafte. Slijede investicije, vrijedne oko 60 milijuna eura u izgradnju proizvodnog sustava i povezivanje bušotina s postojećom infrastrukturom kako bi se one privele proizvodnji te nastavak daljnjih istraživanja u okviru druge istražne faze.

Josip Bubnić, Inin operativni direktor Istraživanja i proizvodnje nafte i plina, izjavio je: „Preuzimanjem udjela na istražnom prostoru SAVA-07 dodatno jačamo naš portfelj u Hrvatskoj te potvrđujemo dugoročnu predanost Ine domaćoj proizvodnji i nastavku istraživanja nafte i plina. U aktivnosti istraživanja i proizvodnje u proteklih pet godina uložili smo više od 491 milijuna eura. Na istražnom prostoru koje preuzimamo već imamo otkrivene komercijalne rezerve plina i nafte te ćemo u partnerskoj suradnji s regulatornim tijelima raditi na što bržem privođenju postojećih bušotina proizvodnji. Osim toga, nastavljamo s investicijama u bušenje četiri nove istražne lokacije na ovom prostoru i vjerujemo u nastavak uspješnih rezultata.“

Inina proizvodnja nafte i plina ostala je stabilna u 2025. godini, uz podršku programa optimizacije proizvodnje, remonta bušotina te privođenja proizvodnji razradnih bušotina Jamarice 183 i IKA-A1. U 2025. godini INA je proizvela 588,25 milijuna kubičnih metara prirodnog plina i 463.685 tona nafte, uz prosječnu dnevnu proizvodnju veću od 21.400 barela ekvivalenta nafte. Proizvodnja se odvija na 39 naftnih i 27 plinskih polja, na kopnu i na moru.

<https://www.ina.hr/announcement/ina-od-vermiliona-preuzima-60-posto-udjela-na-istraznom-prostoru-sava-07/>

INA obilježila dovršetak Projekta nadogradnje Rafinerije nafte Rijeka

INA je sredinom ožujka 2026. svečano obilježila dovršetak Projekta nadogradnje Rafinerije nafte Rijeka. U modernizaciju je uloženo gotovo 700 milijuna eura, što predstavlja najveću pojedinačnu investiciju u povijesti Ine i jednu od najvećih industrijskih investicija u suvremenoj Hrvatskoj.

Dovršetkom izgradnje postrojenja za obradu teških ostataka i pratećih objekata, instalirani kapacitet prerade Rafinerije nafte Rijeka iznosit će do četiri milijuna tona sirove nafte godišnje jer će sada moći prerađivati širu lepezu nafta pa tako i one teže. Ključni iskorak očituje se u optimizaciji proizvodnje:



nova jedinica omogućit će da se iz iste količine sirove nafte dobije znatno više visokovrijednih proizvoda. Očekuje se da će se udio dizela u ukupnoj proizvodnji povećati za oko 30 posto, što je od strateškog značaja za tržište, posebice tijekom vrhunca turističke sezone u Hrvatskoj.

U proizvodnji više neće biti potrebe za uvozom vakuumskog plinskog ulja (VGO) koji je na europskom tržištu većinom ruskog porijekla, što dodatno jača energetska sigurnost Hrvatske i smanjuje ovisnost o uvoznim sirovinama.

Događaju obilježavanja dovršetka modernizacije rafinerije prisustvovali su predstavnici Vlade Republike Hrvatske, Vlade Mađarske, veleposlanici nekoliko zemalja, predstavnici regionalne i lokalne zajednice te menadžment Ine i MOL Grupe. Uoči ceremonije, s ministarstvom gospodarstva INA je potpisala Ugovor o dodijeli bespovratnih sredstava iz Nacionalnog plana za oporavak i otpornost za izgradnju postrojenja za proizvodnju zelenog vodika u Rafineriji nafte Rijeka, čime su najavljena i daljnja ulaganja u održivi razvoj.

Zsuzsanna Ortutay, predsjednica Uprave Ine, istaknula je da projekt nadogradnje rafinerije predstavlja stratešku prekretnicu za kompaniju: „Svaki barel sirove nafte sada ćemo moći iskoristiti učinkovitije i ostati konkurentni dugi niz godina. Prednosti ovog projekta nadilaze granice rafinerije. Za Hrvatsku i regiju znači veću energetska sigurnost, stabilniju opskrbu za naše kupce i snažniju poziciju Ine kao regionalnog dobavljača. Uz to, projekt je snažan motor razvoja gospodarstva i lokalne zajednice. Moderno postrojenje poput ovoga podržat će našu tranziciju prema gospodarstvu s nižim udjelom ugljika. U Ini već provodimo projekte obnovljivih izvora energije, a do kraja godine ovdje na lokaciji bit će izgrađeno postrojenje za proizvodnju komercijalnog zelenog vodika, prvo takvo u Hrvatskoj.“

<https://www.ina.hr/announcement/ina-obiljezila-dovrsetak-projekta-nadogradnje-rafinerije-nafte-rijeka/>

INA dobila dozvolu za istražne prostore SAVA-10/1 i DRAVA-02/2

Na međunarodnom natječaju za dodjelu dozvola za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika na području Republike Hrvatske, INA je početkom ožujka 2026. dobila dozvolu za dva nova istražna prostora: SAVA-10/1 i DRAVA-02/02.

Prva istražna faza za oba prostora trajat će tri godine, tijekom kojih će se provoditi geološka i geofizička istraživanja s ciljem potvrđivanja potencijala za otkrivanje novih ležišta nafte i plina.

Prostor SAVA-10/1 površine 1.848 km², nalazi se u Brodsko-posavskoj, Osječko-baranjskoj i najvećim dijelom u Vukovarsko-srijemskoj županiji. Prostor DRAVA-02/02, površine 1.732 km², obuhvaća dijelove Koprivničko-križevačke, Bjelovarsko-bilogorske i Virovitičko-podravske županije.

Tijekom prve istražne faze INA će provesti 3D seizmička snimanja te izbušiti istražne bušotine.

„Iznimno smo zadovoljni što smo na natječaju dobili dozvolu za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika za ova dva istražna prostora. Riječ je o područjima s prepoznatim geološkim potencijalom, a provedbom planiranih aktivnosti dodatno ćemo povećati mogućnosti za otkrivanje novih rezervi ugljikovodika. Dobivanjem dozvola INA je izgradila po površini najveću poziciju dozvola za istraživanje i proizvodnju u Hrvatskoj, uz već postojeću dozvolu za istražni prostor DRAVA-03 te blok s manjinskim udjelom SAVA-07.“, izjavio je Josip Bubnić, operativni direktor Istraživanja i proizvodnje nafte i plina u Ini.

Nakon završetka prve istražne faze na novim prostorima, Ugovor omogućuje produljenje istražne faze za dodatne dvije godine, tijekom kojih je moguć nastavak istražnih aktivnosti. Ukupna planirana ula-



ganja u oba istražna prostora ugljikovodika vrijedna su više desetaka milijuna eura te mogu doprinijeti daljnjem jačanju energetske sigurnosti Republike Hrvatske.

<https://www.ina.hr/announcement/ina-dobila-dozvolu-za-istrazne-prostore-sava-10-1-i-drava-02-2/>

Plinacro: 25 godina jačanja energetske sigurnosti Hrvatske

U 25 godina djelovanja Plinacro d.o.o. uspostavio je i razvio strateški važnu nacionalnu energetska infrastrukturu, dajući pritom trajan doprinos razvoju i sigurnosti plinskog sustava Republike Hrvatske. Kao operator plinskog transportnog sustava, Plinacro kroz odgovorno i održivo upravljanje, kontinuirana ulaganja u infrastrukturu i ljudske potencijale osigurava diverzifikaciju dobavnih pravaca te dugoročnu sigurnost, stabilnost i pouzdanost opskrbe plinom.

Tijekom 25 godina poslovanja, Plinacro je snažno oblikovao razvoj plinskog biznisa i postao jedan od predvodnika gospodarskog i društvenog razvoja u Republici Hrvatskoj. U svojim počecima, točnije 19. siječnja 2001. godine djelatnost transporta plina iz Ine je izdvojena u zasebnu tvrtku kćer koja već od 2002. godine djeluje kao samostalna tvrtka u 100-postotnom državnom vlasništvu. Iduće, 2003. godine Vijeće za regulaciju energetskih djelatnosti izdaje Plinacru dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti transporta plina, čime su ostvareni svi preduvjeti za razvoj tvrtke i plinskog transportnog sustava.

Grupi Plinacro danas čine Plinacro d.o.o. kao matica i Podzemno skladište plina d.o.o. kao tvrtka kćer u 100-postotnom vlasništvu Plinacra.

Posebno treba istaknuti značajnu ulogu Plinacra u realizaciji projekta LNG terminala kao suosnivača tvrtke LNG Hrvatska i kao aktivnog partnera pri procesu njegovog planiranja i izgradnje. Ulaskom u vlasničku strukturu Petrokemije Plinacro je pomogao

opstanku te strateški važne tvrtke i jednog od najvećih potrošača plina u Republici Hrvatskoj, a time ujedno osigurao i uspješnost vlastitog poslovanja.

Plinacro danas djeluje na području gotovo cijele Republike Hrvatske preko četiri regije i upravlja modernim plinskim transportnim sustavom ukupne dužine oko 2600 km, koji pokriva više od 95 posto teritorija Republike Hrvatske. U cilju ostvarivanja ovako visoke razine izgrađenosti i modernizacije plinskog transportnog sustava, Plinacro je proveo tri investicijska ciklusa tijekom kojih je izgrađeno gotovo 1100 kilometara novih plinovoda i pratećih objekata.

Plinacro sustavno modernizira i tehnološki dio sustava nadograđujući sustave SCADA i SUKAP, podiže standarde kibernetičke sigurnosti te razvija digitalizaciju procesa i napredna mjerenja u stvarnom vremenu. Nova infrastruktura projektira se s pogledom u budućnost – tamo gdje je tehnički i ekonomski opravdano, s mogućnošću prilagodbe za transport novih plinovitih energenata, uključujući vodik.

U četvrt stoljeća djelovanja Plinacro je sustavno razvio i modernizirao nacionalni plinski transportni sustav i njime pokrio gotovo cjelokupan teritorij Republike Hrvatske. U tom je razdoblju uspostavio ključne međunarodne uvozne i izvozne pravce sa Slovenijom i Mađarskom, osigurao integraciju LNG terminala na Krku u europsko plinsko tržište te time dao trajan doprinos pozicioniranju Republike Hrvatske kao važnog regionalnog čvorišta i pouzdanog čimbenika sigurnosti opskrbe ne samo gravitirajuće regije nego i srednje i jugoistočne Europe.

Predsjednik Vlade posjetio JANAF-ov Terminal Omišalj

Predsjednik Vlade Andrej Plenković posjetio je 27. ožujka 2026. godine, u pratnji potpredsjednika Vlade RH i ministra mora, prometa i infrastrukture Olega Butkovića i ministra gospodarstva Ante Šušnjara JANAF-ov Terminal Omišalj na otoku Krku.

Tom prigodom, Uprava JANAF-a upoznala je predsjednika Vlade i ministre s radom tog strateškog energetskog čvorišta koji opskrbljuje energenti- ma Republiku Hrvatsku, Europsku uniju i zemlje u okruženju. Predstavnicima Vlade RH predstavljeni su transportni kapaciteti JANAF-ova naftovodnog sustava te je još jednom potvrđeno kako JANAF može u potpunosti zadovoljiti godišnje potrebe rafinerija u Slovačkoj i Mađarskoj za sirovom naftom. Uprava JANAF-a istaknula je pouzdanost i transparentnost poslovanja te partnerski odnos sa svim korisnicima





transportno-skladišnog sustava kao temelj dugoročnog uspjeha Društva.

Predsjednik Vlade izrazio je zadovoljstvo posjetom Terminalu Omišalj tijekom kojeg se upoznao s tehničkim karakteristikama Terminala te naftovodno-skladišnim sustavom JANAF-a. Zahvalio je na informacijama predstavljenim na sastanku sa Upravom JANAF-a te posebno naglasio strateške mogućnosti JANAF-a i pouzdanost naftovodnog sustava, čiji kapaciteti mogu u potpunosti odgovoriti potrebama rafinerija duž trase naftovoda.

„Posebno želimo zahvaliti predsjedniku Vlade što je imao prilike osobno posjetiti Terminal Omišalj gdje se doprema sirove nafte za naše partnere odvija stabilno i bez ikakvih operativnih zastoja. Zahvaljujući kontinuiranim ulaganjima u održavanje i razvoj našeg transportno-skladišnog sustava, pedesetogodišnjem iskustvu u djelatnosti transporta nafte te predanosti svih relevantnih dionika, JANAF ostaje jamac energetske sigurnosti za Hrvatsku i ovaj dio Europe. Dokazali smo to i dinamikom dopreme sirove nafte za MOL Grupu, za koju smo u tekućem razdoblju iskricali sedam tankera s neruskom naftom, uz još sedam najavljenih za dolazak tijekom travnja i dva u svibnju. Kao jedini sigurni i pouzdan dobavni pravac za opskrbu naftom, JANAF i dalje

osigurava stabilnost energetske sustava Republike Hrvatske i Europe“, poručili su predsjednik Uprave JANAF-a mr. sc. Stjepan Adanić te članovi Uprave Vladislav Veselica i Ivan Barbarić povodom posjeta premijera.

<https://janaf.hr/vijesti/2583#5>

Posjet Vlade Republike Hrvatske LNG Terminalu

Predsjednik Vlade Andrej Plenković, zajedno s ministrom Antom Šušnjarem te potpredsjednikom Vlade i ministrom mora, prometa i infrastrukture Olegom Butkovićem, 27. ožujka 2026. posjetili su LMG terminal na otoku Krku.

Tom prigodom na Terminalu je održan radni sastanak s čelnicima tvrtke LNG Hrvatska. Visokim uzvanicima su predstavljeni operativne dijelove Terminala, kao i nedavno ugrađeni dodatni modul za uplinjavanje, realiziran u sklopu projekta Povećanja kapaciteta Terminala.

Ovaj projekt predstavlja važan iskorak u jačanju energetske sigurnosti i daljnjem razvoju infrastrukture, čime dodatno potvrđujemo stratešku ulogu Terminala u regionalnom i europskom energetske



sustavu, naglašeno je, uz ostalo, prilikom posjete viših gosti Terminalu.

<https://lng.hr/2026/03/27/posjet-vlade-republike-hrvatske-lng-terminalu/>

Tvrtka „Geoenergija razvoj“ potpisala ugovor za istraživanje nafte i plina u Kazahstanu

Ugovor o istraživanju i proizvodnji nafte i plina u bloku „Shygys“ (Subsoil Use Agreement) svečano je potpisan u Kazahstanu (Astana) 2. travnja 2026. između Ministarstva energetike Republike Kazahstan, kazahstanske nacionalne kompanije „KazMunayGaz“ (KMG) i hrvatske kompanije Geoenergija razvoj.

Na međunarodnom geološkom forumu „Geoscience & Exploration Central Asia“, ugovor su potpisali zamjenik ministra energetike Republike Kazahstan Yerlan Akbarov, prvi zamjenik predsjednika Uprave KMG-a Kurmangazy Iskazyev i direktor Geoenergije razvoj Marijo Galić. Potpisivanjem ugovora i formalno započinje suradnja na istraživanju i proizvodnji ugljikovodika na području Shygys u Aktobinskoj oblasti.

Geološki forum u Astani okupio je vodeće svjetske predstavnike energetskog sektora koji su razgovarali o razvoju geoloških istraživanja, implementaciji najsuvremenijih geotehnologija, iskustvima i trendovima u tom sektoru. Osim potpisivanja ugovora između Hrvatske i Kazahstana, na forumu su ugovore o suradnji i istraživanjima u Kazahstanu potpisale i kompanije BP, Shell i Chevron.

„Projekt Shygys predstavlja strateški iskorak hrvatskog energetskog sektora i rezultat je višegodišnjeg sustavnog rada Agencije za ugljikovodike na pozicioniranju hrvatskog znanja i institucija u segmentu istraživanja i proizvodnje ugljikovodika. Ulazak u ovakav projekt s partnerima poput kazahstanske nacionalne kompanije KazMunayGaz potvrđuje da Hr-



vatska danas ima i stručni i institucionalni kapacitet za sudjelovanje u najsloženijim projektima globalne energetske industrije“, istaknuo je predsjednik Uprave Agencije za ugljikovodike Marijan Krpan. Također je naglasio kako se ovim partnerstvom osigurava diversifikacija dobavnih pravaca, što je od posebne važnosti u kontekstu prirodnog pada proizvodnje na postojećim ležištima ugljikovodika u Hrvatskoj.

Projekt „Shygys“ provodit će se na paritetnoj osnovi (50/50), pri čemu će hrvatska strana u potpunosti financirati fazu geoloških istraživanja. Minimalni program radova uključuje provođenje 2D seizmičkih istraživanja u opsegu od 500 kilometara te bušenje istražne bušotine dubine 3.500 metara.

Potpisani ugovor potvrđuje status strateškog partnerstva između KMG-a i Geoenergije razvoj. Važno je napomenuti da hrvatska kompanija prvi put ulaže u geološko-istraživački sektor Kazahstana, što potvrđuje ubrzani razvoj međudržavne gospodarske suradnje. Projekt „Shygys“ predstavlja dugoročnu stratešku investiciju u međunarodnu poziciju hrvatskog energetskog sektora i dokaz je da Hrvatska ima znanje, partnere i kapacitete za realizaciju projekata koji nadilaze nacionalne okvire.

<https://www.azu.hr/hr-hr/novosti/povijesni-iskorak-hrvatske-energetike/>

Projekt Agencije za ugljikovodike Zaprešić potvrdio geotermalni potencijal

Zaprešić se službeno pridružio Velikoj Gorici, Osijeku i Vinkovcima kao četvrta lokacija na kojoj je u okviru projekta „Priprema i istraživanje geotermalnog potencijala u kontekstu centraliziranog grijanja“ potvrđen značajan geotermalni potencijal. Ovime je Agencija za ugljikovodike uspješno provela i zaključila istražne aktivnosti na svim predviđenim lokacijama, ostvarivši stopostotni učinak i maksimalnu uspješnost projekta.

„Rezultatom u Zaprešiću nismo samo zaključili jedan ciklus, već smo dokazali punu operativnost Agencije za ugljikovodike na terenu i našu sposobnost da viziju energetske tranzicije pretvorimo u realnost. Svi dosadašnji rezultati pokazuju da Agencija za ugljikovodike raspolaže stručnim znanjem, tehničkim kapacitetima i pouzdanim pristupom u provedbi složenih istražnih radova i procjeni podzemnog potencijala. Četiri pozitivne bušotine od četiri istražene lokacije dokaz su da Hrvatska, ne samo da ima bogatstvo pod nogama, već i stručnjake koji ga znaju pronaći, izjavio je u povodu završetka radova u Zaprešiću i uspješnog okončanja istražnog ciklusa Marijan Krpan, predsjednik Uprave Agencije za ugljikovodike.

Istraživanja u Zaprešiću potvrdila su postojanje geotermalnog ležišta uglavnom razvijenog u dolomitima na dubinama većim od 1600 metara, s izvrsnim ležišnim svojstvima i temperaturom ležišta iznad 95 stupnjeva Celzijevih. Iako je bila riječ o lokaciji s najmanjom raspoloživom količinom prethodnih geofizičkih i bušotinskih podataka i posljedično najvećim istražnim rizikom, nalaz u Zaprešiću je potvrdio da u geotermalnim istraživanjima veći rizik može donijeti i veću nagradu. Ostvareni rezultati dodatno potvrđuju ispravnost primijenjene metodologije i stručnog pristupa u odabiru istražnih lokacija.

Istraživanja na području Zaprešića provedena su prema provjerenoj i ujednačenoj metodologiji koja uključuje 2D seizmička mjerenja, magnetotelurska mjerenja te izradu i ispitivanje istražne geotermalne bušotine.

Tijekom proteklih godinu dana, Agencija za ugljikovodike uspješno je provela istraživanja na ključnim lokacijama u panonskom dijelu zemlje te se time može reći da su ostvareni povijesni rezultati za nacionalnu energetske neovisnost. Tako je u lipnju prošle godine u Velikoj Gorici utvrđena ležišna temperatura viša od 100 stupnjeva Celzijevih. Analize su potvrdile da ovaj izvor može zadovoljiti gotovo 60 posto potreba toplinskog sustava Velike Gorice, a vrijednost investicije premašila je 11 milijuna eura. U kolovozu 2025. godine u Osijeku je potvrđena ležišna temperatura također viša od 100 stupnjeva Celzijevih, s procijenjenom toplinskom snagom od gotovo 5 MW. Ovaj projekt, vrijedan više od 8 milijuna eura, pozicionirao je Osijek kao „zelenog lidera“ s velikim potencijalom za razvoj poljoprivrede i gospodarstva. Pozitivni su se rezultati nastavili u Vinkovcima krajem iste godine gdje je na dubini od 2700 metara izmjerena rekordna tempe-



ratura od 131 stupnjeva Celzijevih, što predstavlja izniman komercijalni potencijal za sustav grijanja i industrijsku primjenu.

Ovi su ishodi izravni dokaz da Agencija za ugljikovodike raspolaže vrhunskim stručnim znanjem i tehničkim kapacitetima za provedbu najsloženijih energetske pothvata. Njima se potvrđuje iznimna sposobnost u procjeni podzemnog potencijala i upravljanju istražnim rizicima, pretvarajući ih u konkretne energetske resurse. Provedba projekta potvrđuje da Republika Hrvatska raspolaže značajnim i raznolikim geotermalnim resursima te da se njihovo istraživanje i razvoj provode sustavno, na temelju provjerenih podataka i jedinstvene metodologije a sve sa ciljem jačanja energetske sigurnosti.

Projekt „Priprema i istraživanje geotermalnog potencijala u kontekstu centraliziranog grijanja“ financiran je sredstvima Nacionalnog plana oporavka i otpornosti (NPOO) u ukupnoj vrijednosti od 50,8 milijuna eura. Istražne i bušačke radove izvela je tvrtka CROSCO, član INA Grupe, pod stručnim vodstvom Agencije.

<https://www.azu.hr/hr-hr/novosti/cetiri-od-cetiri-projekt-agencije-za-ugljikovodike-završava-sa-stopostotnim-ucinkom-zapresic-potvrdio-geotermalni-potencijal/>

Pet godina rada LNG terminala Hrvatska

U proteklih pet godina Terminal za UPP u Omišlju na otoku Krku, potvrdio je svoju ključnu ulogu u jačanju energetske sigurnosti Hrvatske i regije. Od početka rada do danas na Terminal je pristiglo 18,8 milijuna m³ ukapljenog prirodnog plina, dok je u plinski sustav isporučeno više od 11,3 milijarde m³ prirodnog plina. U tom je razdoblju zabilježen prihvata 133 broda za prijevoz UPP-a te prekrcaj UPP u 545 cisterni.

Od početka komercijalnog rada preko 60 % svih količina prirodnog plina koje ulaze u plinski transportni sustav ulaze preko Terminala za UPP.



Važna prekretnica u razvoju Terminala bio je i odlazak FSRU broda LNG Croatia u brodogradilište u Turskoj, gdje je ugrađen novi modul za uplinjavanje. Nakon završetka radova, FSRU brod LNG Croatia vratila se u Omišalj i ponovno privezala uz Terminal.

Ovim proširenjem maksimalni kapacitet Terminala povećan je s 3,9 na 6,1 mlrd. m³ prirodnog plina godišnje, čime je povećana sigurnost opskrbe prirodnim plinom za Republiku Hrvatsku kao i zemlje u okruženju.

<https://lng.hr/2026/01/01/5-godina-rada-lng-terminala-hrvatska/>

Za obnovljive izvore energije 80 milijuna eura

Sredinom travnja 2026. Ministarstvo zaštite okoliša i zelene tranzicije objavilo je Poziv za dodjelu bespovratnih sredstava iz Modernizacijskog fonda za ulaganja u dekarbonizaciju i modernizaciju toplinskih sustava za grijanje i/ili hlađenje. Ukupna vrijednost Poziva iznosi 80 milijuna eura, a pojedinačni prijavitelji mogu ostvariti bespovratna sredstva do 30 milijuna eura, ovisno o veličini poduzeća i vrsti ulaganja.

Mjerama ulaganja u obnovljive izvore energije i iskorištavanje otpadne topline moguće je dobiti između 45 i 65 posto potpore, dok se za ostale prihvatljive aktivnosti potpora kreće od 30 do 50 posto. Poziv je namijenjen malim, srednjim i velikim poduzećima registriranim prema Nacionalnoj klasifikaciji djelatnosti koja posjeduju važeću dozvolu za proizvodnju, opskrbu i distribuciju toplinske energije od Hrvatske energetske agencije (HERA).

Prihvatljive aktivnosti u okviru poziva uključuju proizvodnju toplinske i rashladne energije iz obnovljivih izvora, iskorištavanje otpadne topline, skladištenje proizvedene energije, povećanje energetske učinkovitosti, projektantski i stručni nadzor, izradu projektno-tehničke dokumentacije te upravljanje projektom. Poziv će biti otvoren do 7. kolovoza 2026.

Obavijest o zaprimljenoj licenci izdanoj od OFAC-a

JANAF d.d. je 19. ožujka 2026. godine zaprimio licencu od strane OFAC-a, kojim se odobrava sudjelovanje u aktivnostima koje su uobičajene i nužne za transport nafte u sklopu realizacije Ugovora o transportu



nafte sklopljenom s društvom NIS a.d., do 17. travnja 2026. godine.

Podsjećamo, Ministarstvo financija Sjedinjenih Američkih Država uvelo je 10. siječnja 2025. godine sankcijski paket energetskeg sektoru Ruske Federacije zbog vojnog djelovanja Ruske Federacije na području Ukrajine, a koji je usmjeren daljnjem ograničavanju poslovanja i prihoda ruskih energetskih društava. Puna primjena sankcijskog paketa nastupila je 27. veljače 2025. godine. Sankcijama je obuhvaćeno i društvo NIS a.d., s kojim JANAF d.d. ima sklopljen Ugovor o transportu sirove nafte za razdoblje od 1. siječnja 2024. godine do 31. prosinca 2026. godine. Navedenim Ugovorom su rezervirani transportni kapaciteti JANAF-a d.d. po načelu „puno za prazno“ u ukupnoj količini od 10 milijuna tona

nafte za ugovorno razdoblje. Društvu su od strane OFAC-a u kontinuitetu izdavane uzastopne licence, odnosno dozvole za nastavak izvršavanja navedenog ugovora od 27. veljače do 8. listopada 2025. godine te od 31. prosinca 2025. godine do 20. ožujka 2026. godine.

Društvo će i nadalje ažurno pratiti razvoj događaja te je u stalnom kontaktu s korisnikom sustava i ostalim ključnim dionicima. Također, nastavit će se s daljnjim poduzimanjem svih raspoloživih aktivnosti prema nadležnim tijelima, kao i sa razradom poslovnih modela za osiguravanje stabilnog poslovanja Društva, kako bi se i u budućem razdoblju održalo poslovanje na razini koja jamči zadovoljstvo dioničara, poslovnih partnera i zaposlenika.

<https://janaf.hr/vijesti/2580#7>



**IZ
NAŠE
ARHI
VE**

Tehnološki aspekti izgradnje bušotina za iskorištavanje visoko-temperaturnih geotermalnih resursa u Republici Hrvatskoj

Technological aspects of drilling wells for exploitation of high temperature geothermal resources in Croatia

Božidar Lončarić, Vladimir Cazin, INA d.d., Zagreb, SD Naftaplín,
Božidar Omrčen, HUNIG

Ključne riječi: tehnološki prikaz i troškovi izgradnje geotermalnih bušotina, visoko-temperaturni obnovljivi geotermalni izvori, gospodarski razvitak, zakonska regulativa.

Keywords: design and cost of drilling geothermal wells, high-temperature, renewable geothermal resources, economic development, laws and regulations

Sažetak

Tijekom 55 godina aktivnosti INA-Naftaplina na istraživanju i proizvodnji nafte i plina iz sedimentacijskih bazena Republike Hrvatske izrađeno je preko 4500 istražnih i razradnih bušotina. U tom razdoblju raskrivene su brojna potencijalna geotermalna ležišta, čije je vrednovanje kao obnovljivih energetske resursa bilo zanemarivano.

Posljednjih godina s obzirom na sve veće potrebe za dodatnim izvorima energije vrednovanje otkrivenih geotermalnih ležišta postaje sve aktualnije.

S obzirom na postojeću tradicionalnu tehnologiju istraživanja i proizvodnju ugljikovodika, postojeće bušotine nisu tehnološki pogodne za iskorištavanje tih visoko-temperaturnih izvora.

Stoga, da bi se energija geotermalnih voda rabila na ekonomski i tehnološki optimalan način za potrebe industrije, poljoprivrede i zdravstveno-turističke djelatnosti, potrebno je projektirati i izraditi nove bušotine, posebno za geotermalna ležišta s temperaturom preko 110 °C.

Bušotine trebaju zadovoljiti zahtjevima iskorištavanja spomenutih energetske izvora na siguran i ekološki prihvatljiv način. Za tu svrhu potrebna

su dodatna daljnja ispitivanja potencijalno najvećih otkrivenih ležišta geotermalne vode.

Uz to, nadležna ministarstva Vlade Republike Hrvatske moraju izraditi zakonsku regulativu, jer je i to jedan od uvjeta za prijem Republike Hrvatske u EU.

Abstract

During the 55 years that INA-Naftalin has been actively pursuing exploration and production of oil from sedimentation basins in Croatia more than 4500 exploration and production wells have been drilled. In that period many potential geothermal reservoirs were discovered whose value as a renewable energy resource was neglected. However, in recent years, due to the increased demand for additional energy resources, the valuation of discovered geothermal reservoirs is becoming more relevant.

Due to relying on traditional technology of exploration and production of hydrocarbons, the existing wells are not adequate for exploitation of high-temperature thermal water.

Therefore, to use geothermal water in the most economical and optimal way for the needs of industry, agriculture as well as health industry and tourism it is necessary to design and drill more appropriate wells, with special regard to geothermal reservoirs with temperature over 110°C.

The wells are to satisfy the code of practice for exploitation of the geothermal energy sources in a safe and environmental friendly way. Accordingly, additional testing of some most promising discovered geothermal water reservoirs will be necessary.

In addition, the relevant ministries of the Croatian government need to develop a set of laws and regulations in accordance with the EU.

Uvod

Geotermalni potencijal kao oblik toplinske energije sadržan je u stijenama i pratećim fluidima (voda, para i slično), a koristi se u energetske ili u neke druge svrhe i u svijetu i Hrvatskoj. Geotermalna energija s obzirom na svoju genezu svrstana je u obnovljive izvore energije.

Utvrđeni resursi geotermalne energije u Republici Hrvatskoj nalaze se na brojnim lokalitetima, a mogu se podijeliti u tri veće regije. To je Panonsko područje, centralno područje R. Hrvatske i Dinaridi. Najznačajnije je područje Panonskog sedimentnog bazena, a obuhvaća Dravsku potolinu, područje Posavine i Slavonije, gdje je prosječna vrijednost geotermičkog gradijenta $0,049\text{ }^{\circ}\text{C/m}$, što je znatno više od europskog prosjeka. To područje je posebno zanimljivo, jer obiluje značajnim geotermalnim potencijalom.

Tijekom izrade kanala bušotina u cilju otkrivanja ležišta ugljikovodika, raskrivana su i geotermalna ležišta. Mnoga od tih ležišta nisu ispitana, jer su bušotine u funkciji proizvodnje nafte ili plina. Kad se realizira konačni iscrpak ugljikovodika, postići će se uvjeti da se i te bušotine prenamijene u geotermalne.

Za sada se veoma mali broj geotermalnih resursa koristi, međutim, svjedoci smo trenda porasta cijena fosilnih goriva posljednjih godina, a kao posljedica

toga sve se više djeluje u smislu supstitucije tih energenata s energentima iz obnovljivih izvora, gdje za to ima gospodarskog opravdanja.

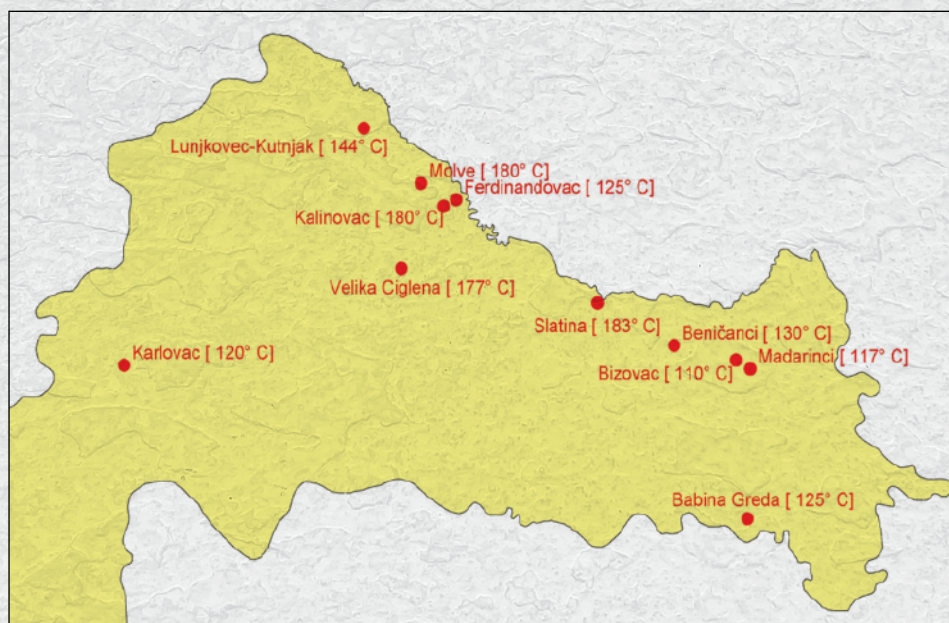
U radu je dan poseban osvrt na bušotine koje su izrađene u cilju otkrivanja i crpljenja ležišta ugljikovodika, a nisu zbog različitih razloga ispunile očekivanja. Takve se bušotine mogu, ako postoje uvjeti, uz izvjesne troškove, tehnički prilagoditi za crpljenje vruće vode. Da bi se energija geotermalnih voda rabila na ekonomski i tehnološki optimalan način u industriji, poljoprivredi i za zdravstveno-turističke potrebe, u ovom radu su razmatrani neki nedostaci dosad izrađenih bušotina, te mogućnosti njihove prenamjene u geotermalne i to za očekivane uvjete temperature vode na ušću od preko $110\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Također su razmatrani i neki aspekti projektiranja konstrukcije novih geotermalnih bušotina („well design“).

1. Geološko-fizikalne karakteristike visokotemperaturnih geotermalnih lokaliteta u Republici Hrvatskoj

U Panonskom bazenu prosječna vrijednost geotermičkog gradijenta je najviša, što je potvrđeno otkrićima visokotemperaturnih geotermalnih resursa, ali i ležištima nafte i plina s temperaturama i do $180\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Smatra se da je takva razlika temperaturnih potencijala posljedica različite dubine Mohorovičićeve



Slika 1. Najznačajniji geotermalni lokaliteti u Republici Hrvatskoj s temperaturom ležišta višom od $110\text{ }^{\circ}\text{C}$

Tablica 1. Pregled fizikalno-kemijskih parametara ležišta i vode visoko-temperaturnih geotermalnih polja u Republici Hrvatskoj

LOKALITET (POLJE)	PROIZVODNE KOLIČINE	DUBINA LEŽIŠTA	TEMPERATURA LEŽIŠTA	SALINITET VODE	OTOPLJENI PLIN	SASTAV PLINA	LEŽIŠNA STIJENA	NAPOMENA
	[l/s]	[m]	[°C]	[g NaCl/l]	[m ³ /m ³]	[%]		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
VELIKA CIGLENA	(55) 83	2585-3647	170	24,4	27,0	CO ₂ (99,6), H ₂ S (0,005)	raspućani dolomit	samoizljev
LUNJKOVEC-KUTNJAK	(53) 70	1787-2430	140	5,4	4,5	CH ₄ (13), CO ₂ (84)	dolomitno-vapnenačka breča	dubinska sisaljka
KARLOVAC	(12) 70	1900-4145	140	>1	-	-	vapnenački dolomit	dubinska sisaljka
BENIČANCI	(0) 46	2100-2600	130	16,0	-	CO ₂ (45), CH ₄ (42)	dolomitno-vapnenačka breča	dubinska sisaljka
BABINA GREDA	(13)	1767-2300	120	4,0	-	-	karbonatne breče, dolomit	samoizljev
FERDINANDOVAC	(5) 70	2486-2560	120	24,4	-	-	vapnenac, dolomit	dubinska sisaljka
MOLVE (akvifer plinskog ležišta)	(5) 70	3500-3700	180	30,0	-	-	vapnenac, dolomit	dubinska sisaljka
KALINOVAC (akvifer plinsko-kond. ležišta)	(5) 70	3500-3700	180	12,0	-	-	vapnenac, dolomit	dubinska sisaljka

Napomena: U koloni 2. dani su u zagradama izmjerene količine vode dobivene eruptivno, dok druga vrijednost predstavlja procjenu količine vode korištenjem dubinske sisaljke II je izračunata na temelju indeksne krivulje (V.Ciglena).

plohe diskontinuiteta, koja se u Panonskom bazenu nalazi na cca 28 km, a u Dinaridima na cca 50 km od površine.

Najznačajniji geotermalni lokaliteti u Republici Hrvatskoj s temperaturom ležišta višom od 110 °C su Velika Ciglena, Lunjkovec, Kutnjak, Ferdinandovac, Babina Greda, Slatina, Bizovac, Madarinci i Karlovac. Prikazani su na slici 1.

Također su prikazana i neka naftna, plinska i plinsko-kondenzatna polja. To su naftno polje Beničanci s temperaturom ležišta od 130 °C, plinsko polje Molve i plinsko-kondenzatno polje Kalinovac s temperaturom ležišta od 180 °C. Sva tri navedena ležišta imaju tzv. podinsku vodu koja je kvalitetan geotermalni resurs.

U tablici 1 dani su osnovni fizikalno-kemijski parametri ležišta i vode visoko-temperaturnih geotermalnih polja u R. Hrvatskoj.

Vrijednost tlakova po ležištima nije posebno iskazana, jer su mjerenja pokazala da se radi uglavnom o hidrostatskim tlakovima. Izuzetak su bili početni tlakovi izmjereni u plinskom ležištu Molve i plinsko-kondenzatnom ležištu Kalinovac, gdje je i akvifer bio nadpritisnut.

Međutim, kad podinska voda navedenih ležišta bude korištena kao geotermalni resurs, u njima će vladati niži tlak od hidrostatskog.

S obzirom na odluku da se pokrenu projekti korištenja geotermalne energije na poljima Velika Ciglena i Lunjkovec-Kutnjak, istaknuta je važnost do sada izrađenih bušotina, te su razmatrana neka rješenja vezana uz tehničko stanje tih bušotina i opreme (cementacija kolone, dostatnost i kvaliteta ugrađene dubinske i nadzemne opreme i dr.), te planiraju potrebni radovi nakon kojih bi se razmatrane bušotine stavile u funkciju.

2. Geotermalno polje Velika Ciglena

Geotermalno polje Velika Ciglena predstavlja jedno od najznačajnijih resursa tople vode u RH, a otkriveno je u mezozojskim dolomitima izgradnjom duboke istražne bušotine Velika Ciglena-1 (VC-1) tijekom 1989. i 1990. godine. Nalazi se oko osam kilometara jugoistočno od grada Bjelovara, na području naseljenih mjesta Patkovac, Pavljani, Velika Ciglena, Severin i drugih.

Godine 1990. izgrađena je i bušotina VC-1A. Projektirana je kao prva proizvodna geotermalna bušotina. Bušotine koje su također raskrile geotermalno ležište su Velika Ciglena-2 (VC-2), te Patkovac-1 (Ptk-1). U prvoj fazi planirana je proizvodnja vode bušotinom VC-1A kroz zatvoreni sustav (primarni), te predajom topline u izmjenjivačima voda će se s otopljenim plinom vraćati u ležište bušotinom VC-1. Lokalitet karakterizira visoki geotermijski gradijent od 6 °C/100 m, odnosno temperatura ležišta iznosi 170 °C.

Pregled izgrađenih bušotina polja Velika Ciglena dan je u tablici 2.

Tablica 2. Pregled bušotina geotermalnog polja Velika Ciglena

Bušotina	Godina izrade	Status	Dubina [m]
PTK-1	1996.	mjerna	2602
VC-2	1995.	mjerna	2526
VC-1	1990.	utisna	4790
VC-1A	1990.	proizvodna	2956 (2787 – vertikalna)

2.1. Osvrt na rezultate proizvodnog ispitivanja i hidrodinamičkih mjerenja u bušotini VC-1A

U cilju dobivanja podataka o proizvodnim karakteristikama ležišta i bušotina, tijekom 1992. godine, izvršeno je proizvodno ispitivanje i hidrodinamička mjerenja, koja su provedena samo u bušotinama VC-1 i VC-1A. Zbog toga su u daljnjem tekstu razmatrane tehnološko-tehničke mogućnosti eksploatacije ležišta samo s te dvije bušotine. Potrebno je također napomenuti da je mjerenjima u zoni ležišta dokazana njihova hidrodinamička povezanost.

Analizom rezultata mjerenja konstruirana je indikatorska krivulja, kao i krivulja pada tlaka u proizvodnom nizu ($\Phi_{\text{unut.}} = 220,5 \text{ mm}$), te su na taj način izračunate proizvodne mogućnosti ležišta i bušotine VC-1A. Za izgradnju sustava distribucije i buduće korisnike, planirana je količina proizvodnje od $7\,200 \text{ m}^3/\text{d}$ ($83,33 \text{ l/s}$) vode i oko $195\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ plina, pri dinamičkom tlaku ušća od 28 bar. Treba istaknuti da će pri tom, osim velikih protočnih količina na ugrađenu opremu i cementni kamen u prstenastom prostoru, bez sumnje, najveći utjecaj imati temperatura vode od 170°C .

Nakon što su dobiveni rezultati ispitivanja, izvršena je analiza stvarnih posljedica na integritet bušotine VC-1A (na temelju mjerenja) i mogućih posljedica, što podrazumijeva podizanje i spuštanje ugrađene opreme na ušću bušotine tijekom zagrijavanja i hlađenja (dilatacije), p-T uvjeta pri kojima se odlaže kamenac, brzina korodiranja, moguća erozija dubinske i površinske opreme krutim česticama i drugo.

Na slikama 2. i 3. dan je prikaz ugrađene dubinske opreme za bušotine VC-1A i VC-1.

Proizvodnim ispitivanjem bušotine VC-1A uočeni su izvjesni nedostaci opreme, kao što su osjetljivost na nagle promjene temperature (tzv. temperaturne šokove) tijekom zagrijavanja bušotine i kondicioniranja, te nakon zatvaranja, pri hlađenju, na što će trebati obratiti posebnu pažnju kad bude u funkciji proizvodnje. Dugoročno gledano, to može biti prijetnja budućem sigurnom radu bušotine, premda su posljedice dilatacija kolona značajno ublažene već u fazi dizajniranja opreme i načinom ugradnje, upotrebom specijalnih cementnih mješavina kod cementacija

zaštitnih kolona, nategom kolona, kompenzacijskim spojnicama na bušotinskoj glavi i drugo. Naime, u slučaju korištenja neadekvatnih cementnih smjesa, s vremenom cement popušta, mrvi se, „oslobađaju se kolone“, javlja se izakolonska komunikacija i slično.

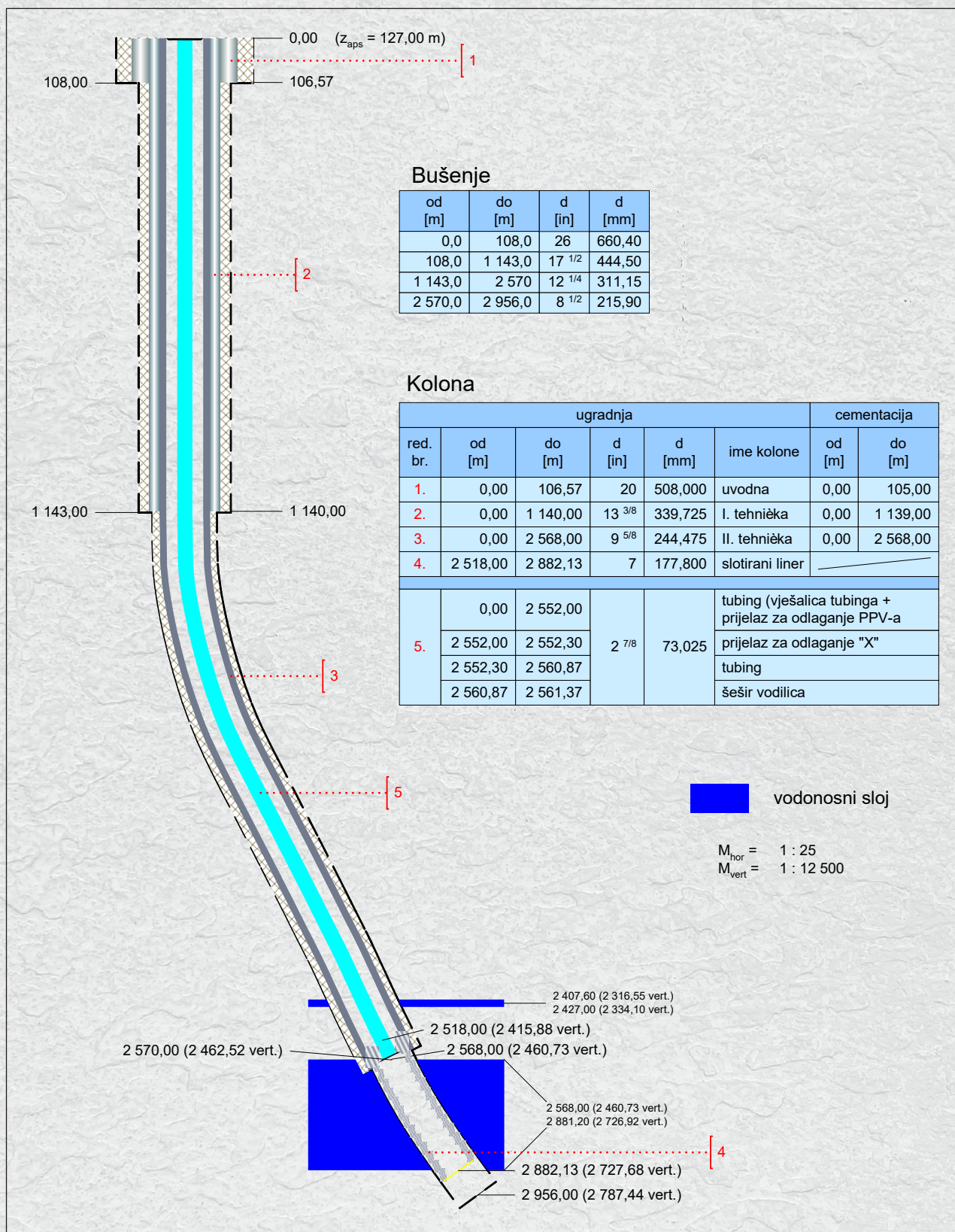
Osim toga, naglo zagrijavanje i hlađenje utječe na promjenu tlaka u međuprostoru zaštitnih kolona $9\frac{5}{8}$ – $13\frac{3}{8}$ i nije isključeno da to ne bi moglo ugroziti proizvodnu kolonu (posebno u području prihvata klinova).

Posljedice temperaturnih promjena na ušću bušotine VC-1A mjerene su u vremenskom periodu od 70 sati i kad je protok dosegnuo maksimalnu vrijednost od $4\,740 \text{ m}^3/\text{d}$ tekuće faze, pomak opreme na ušću iznosio je svega 54 mm. Takav „povoljan“ rezultat može se objasniti činjenicom oslanjanja „landigspool“-a na betonsku podlogu i kao što je navedeno, prethodno izvršenog naprezanja kolone prije cementacije, zatim, dobrim rasporedom kolona i drugim. Takva ocjena proizlazi iz usporedbe sa zabilježenim pomacima opreme na ušću plinskih bušotina u Podravini, uz daleko niža temperaturna opterećenja, gdje su ti pomaci iznosili i više od 100 mm za temperaturu na ušću od 125°C .

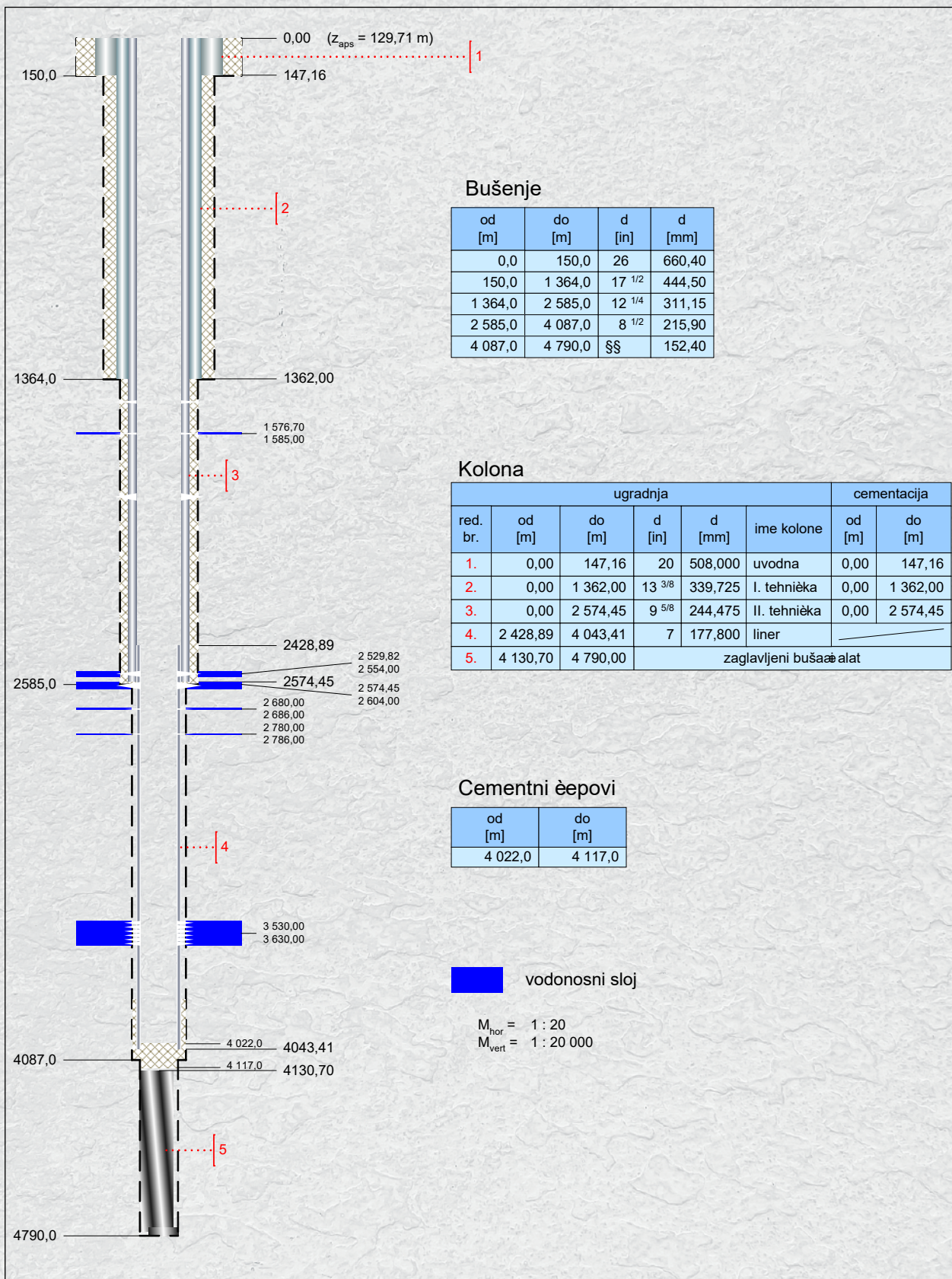
Tijekom proizvodnje vruće vode od svega nekoliko sati, dolazilo je do taloženja kamenca u dijelu površinske opreme, kao što je rasteretni vod ($6''$), zasuni i druga oprema, a pri uvjetima kretanja dinamičkog tlaka od 2 – 20 bar. Od prisutnih iona u vodi najzastupljeniji su ioni natrija (Na^+) i klorida (Cl^-), a zatim kalija (K^+), kalcija (Ca^{+2}) i bikarbonata (HCO_3^-).

Na temelju izračuna vrijednosti indeksa zasićenja kalcita (CaCO_3), halita (NaCl), gipsa ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), anhidrita (CaSO_4), celestina (SrSO_4) i soli željeza, te uzimajući u obzir promjene uvjeta tlaka i temperature, evidentno je da će doći do taloženja i odlaganja kamenca od kalcijevog karbonata i spojeva željeza (FeS , FeCO_3) u površinskim instalacijama. Također treba navesti da je u vodi otopljena znatna količina plina, uglavnom CO_2 (99,6 %), koja pridonosi povećanju topljivosti kalcijevog karbonata u vodi, a time smanjenju tendencije taloženja soli.

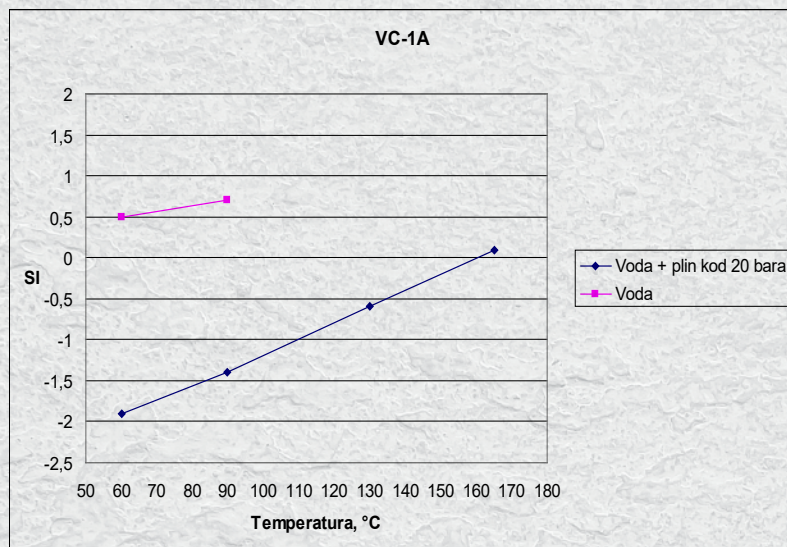
Tendencija taloženja kalcijevog karbonata izražena je visokim vrijednostima indeksa zasićenja, koji je za fluid iz bušotine VC-1A, uz uvjet dinamičkog tlaka od 20 bar na ušću i različite temperature, prikazan grafički na slici 4.



Slika 2. Prikaz ugrađene dubinske opreme u bušotini VC-1A (Skicu je izradio mr. sc. S. Horvat)



Slika 3. Prikaz ugrađene dubinske opreme u bušotini VC-1 (Skicu je izradio mr. sc. S. Horvat)



Slika 4. Indeks zasićenja za proizvedeni fluid iz bušotine VC-1A

Na temelju ispitivanja na uzorku vode proizvedene bušotinom VC-1A, kod uvjeta tlaka na ušću od 28 bar i temperature od 170 °C, proizlazi da neće dolaziti do odlaganja kamenca u površinskim instalacijama.

Analizom vode utvrđena je visoka mineralizacija od 23,7 do 26,6 g/dm³ i salinitet od 24,4 g NaCl/dm³. S obzirom na navedenu mineralizaciju vode i prisutnost otopljenog plina u vodi izvršena su ispitivanja na korozivnost. Rezultati ispitivanja korozivnosti ukazuju da se radi o korozivnoj vodi, a iz analize rezultata mjerenja utvrđeno je da se nakon šest sati protoka ležišnog fluida, brzina korozije snizila na vrijednost od 5 mpy (0,13 mm/god). Ispitivanje korozivnosti vode obavljeno je prijenosnim instrumentom (korozimetrom) koji omogućava mjerenje ravnomjerne i lokalne (eng. pitting) korozije. Mjerenja se temelje na primjeni elektrokemijske metode polarizacijskog otpora. Niže vrijednosti očitavanja točkaste u odnosu

na očitavanja opće korozije ukazuju da se radi o ravnomjernom trošenju materijala unutar dozvoljenih vrijednosti, pri tlaku od 28 bar i temperaturi od 128 °C (uvjeti mjerenja).

Na slici 5. dan je grafički prikaz kretanja proizvodnih parametara o vremenu tijekom ispitivanja bušotine VC-1A. Ostvarena je maksimalna proizvodnja vode od 4 740 m³/d, a bila je limitirana isključivo mjernom opremom, koja je u tom trenutku bila na raspolaganju, a ne proizvodnim potencijalom ili tehničkim nedostacima bušotine. Za mjerenje protoka korišten je mjerni vod od 6" i zaslon od 4", koji je najveći za spomenuti mjerni vod. Naime, kada je postignuta proizvodnja vruće vode od 4 740 m³/dan, uz tlak na

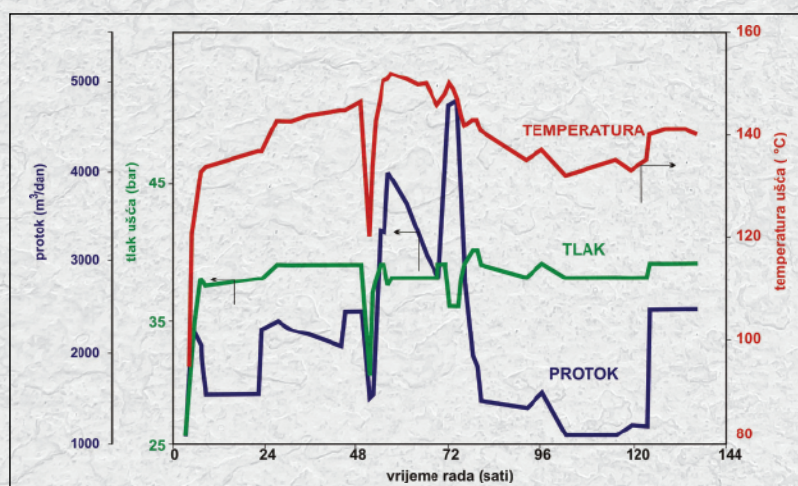
ušću od 35 bar i temperature od 150 °C, diferencijalni tlak na prirubnici dosegao je vrijednost od 98 % mjernog opsega instrumenta i to je jedini razlog da protok nije povećavan.

Ostvarene protočne brzine tijekom proizvodnih ispitivanja bile su znatno ispod ograničenja proizvođača opreme, iznad kojih se kao posebne opasnosti spominju erozija i vibracije.

Proizvedena voda utiskivana je u ležište bušotinom VC-1, te je na taj način zadovoljen i ekološki scenarij, međutim, unatoč tome, uočen je nedostatak adekvatnog rezervoarskog prostora u slučaju mogućih interventnih situacija.

Prije izgradnje elektrane i prateće infrastrukture, te ostalih objekata kao što je sušara, staklenici i ostalo, predviđeno je pokretanje dugotrajnije kontinuirane proizvodnje vruće vode od 83,3 l/s u vremenskom periodu od cca mjesec dana, uz mjerenje svih relevantnih parametara vezanih uz proizvodnu i utisnu bušotinu i ležište.

Praksa je u svijetu da se tijekom navedenih ispitivanja, a prije vraćanja vode u ležište, te ako je ikako moguće, voda ohladi na temperaturu koja se očekuje nakon uključivanja svih potrošača. S obzirom da će se geotermalna energija koristiti stupnjevito (elektrana, sušare, staklenici i drugo), što podrazumijeva veći broj potrošača, radi sigurne kontinuirane proizvodnje, razmatra se potreba izrade nove bušo-



Slika 5. Pregled kretanja nekih parametara tijekom proizvodnog ispitivanja

tine ili osposobljavanju još jedne proizvodne (VC-2) i jedne utisne (PTK-1).

2.2. Geotermalno polje Lunjkovec – Kutnjak

Geotermalno polje Lunjkovec – Kutnjak otkriveno je 1969. godine, tijekom izrade kanala bušotine Kt-1, u cilju pronalaženja ležišta nafte i plina u sjeverozapadnom dijelu istražnog prostora „Drava“. Nalazi se na ravničarskom terenu nadmorske visine oko 140 m, s obradivim, a djelomično i pošumljenim površinama. Udaljeno je od Zagreba oko 100 km i desetak kilometara od grada Koprivnice. Lokalitet karakterizira geotermijski gradijent od $5,1\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, odnosno temperatura ležišta iznosi $140\text{ }^{\circ}\text{C}$. Voda ima mali salinitet i iznosi svega $5,4\text{ g NaCl/l}$, te sadrži nešto otopljenog plina u količini od $4,5\text{ m}^3/\text{m}^3$.

Crpljenje vruće vode planirano je bušotinom Kt-1, a nakon predaje topline u izmjenjivačima, ohlađena voda će se vraćati u ležište bušotinom Lun-1.

Tijekom proizvodnog ispitivanja bušotinom Kt-1 ostvarena je maksimalna proizvodnja vode od $1\,536\text{ m}^3/\text{d}$, uz dinamički tlak na ušću od 14 bar. Na temelju proizvodnih karakteristika ležišta i bušotine, proračunom je dobiven podatak moguće eruptivne proizvodnje vode od $4\,600\text{ m}^3/\text{d}$ (53 l/s), uz dinamički tlak ušća od 6 bar, te ugradnje uzlaznih cijevi nominalnog promjera od 88,9 mm ($3\frac{1}{2}$ “).

Uz korištenje dubinske sisaljke, proračun pokazuje da je moguća proizvodnja vode od 70 l/s , odnosno $6\,048\text{ m}^3/\text{dan}$ kroz uzlazne cijevi nominalnog promjera od 139,7 mm ($5\frac{1}{2}$ “).

Prema studiji „Konceptcija i izvodljivost programa gospodarske uporabe geotermalne energije na lokaciji Lunjkovec – Kutnjak“, proizvedena geotermalna voda koristit će se za proizvodnju električne energije, u sušarama, toplicama, plastenicima (povrće i cvijeće), ribogojilištu i za sustav grijanja grada Koprivnice.

Voda iz tog ležišta ima vrlo povoljna balneološka svojstva, što bi mogao biti temelj razvoja zdravstvenog i rekreativnog turizma.

Na slikama 6 i 7 dan je prikaz ugrađene dubinske opreme za bušotine Kt-1 i Lun-1. Bušotina Kt-1 je tijekom 2004. godine opremljena kao geotermalna, međutim, naknadnim uvidom u radove i način kako su obavljeni, te što je sve ugrađeno od dubinske i površinske opreme primijećeni su određeni tehnički nedostaci. Za postizanje uvjeta sigurne i pouzdane

proizvodnje vruće vode, neophodna su dodatna ulaganja u bušotine Kt-1 i Lun-1.

3. Konstrukcija geotermalnih bušotina (dizajn geotermalnih bušotina)

Konstrukcija geotermalnih bušotina podrazumijeva proces specificiranja fizičkih materijala i dimenzioniranje bušotine. Osnovna očekivanja od geotermalnih bušotina su:

- maksimalno davanje bušotine pri minimalnoj depresiji konzistentno mogućnostima ležišta;
- sigurnu izolaciju od zagađivanja;
- proizvodnju vode bez krutih čestica (pijeska);
- bušotine s dugim vijekom proizvodnje (25 i više godina);
- prihvatljive kratkoročne i dugoročne troškove.

Odabir konstrukcije geotermalne bušotine može se činiti kao jednostavna procedura, međutim, vrlo često lokalni hidrogeološki odnosi, kao i neke druge okolnosti to mogu učiniti vrlo složenim.

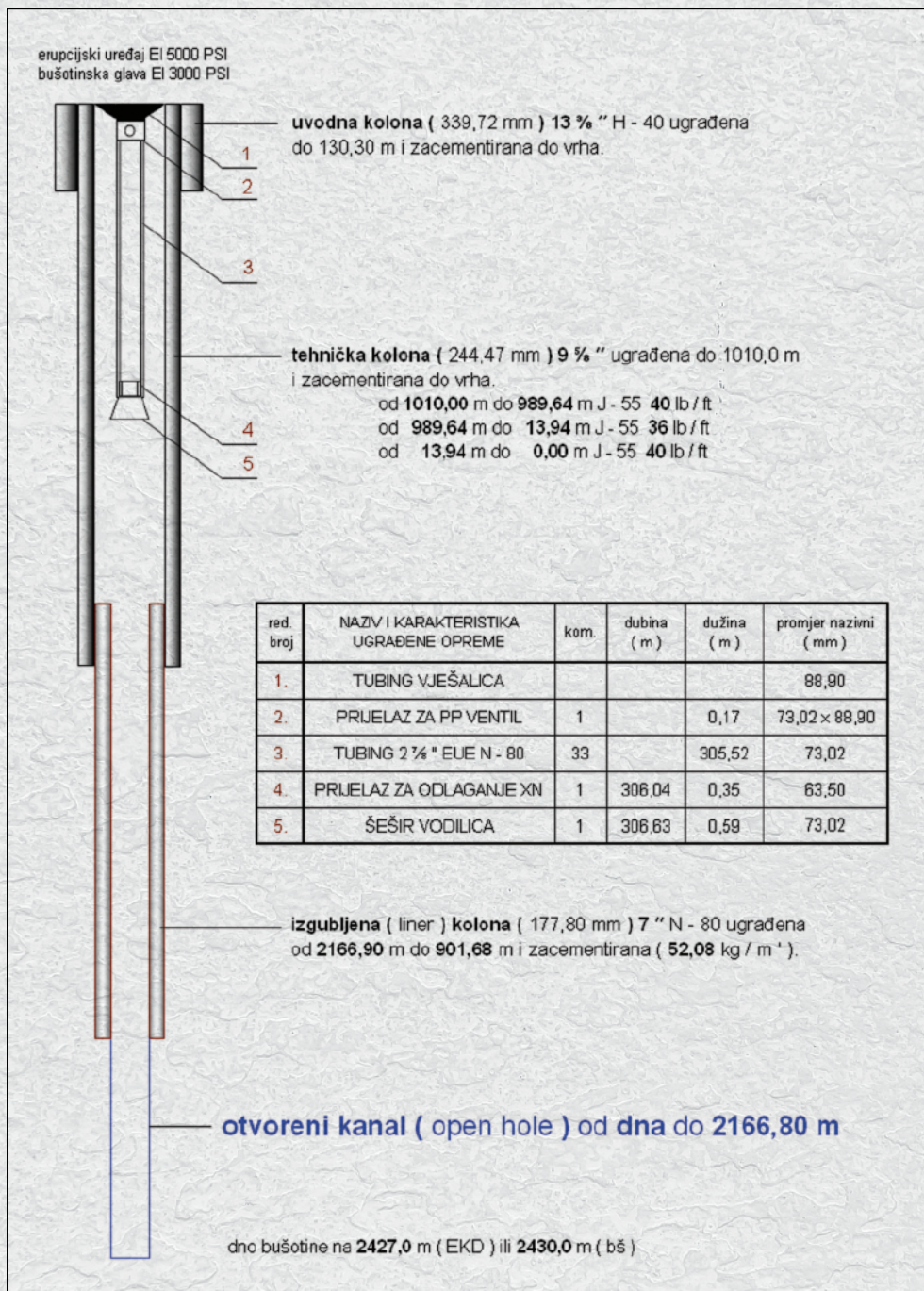
Prije svega bušotine moraju biti projektirane za maksimalne količine proizvodnje s obzirom na proizvodne karakteristike ležišta, te proizvodnju vode bez krutih čestica stijena. Ti će čimbenici direktno utjecati na operativne troškove.

Drugi je važan faktor gospodarski gubitak uslijed eventualnog prekida proizvodnje radi nedostataka u konstrukciji, kao i propusta tijekom same izrade bušotine. Stoga će stručan pristup u odabiru konstrukcije i izradi kanala bušotine minimalizirati navedene opasnosti, a samim tim imat će takve tehničke karakteristike koje će osigurati sigurno i dugotrajno crpljenje ležišta.

Potrebno je stalno primjenjivati dobru inženjersku praksu u skladu s potrebama budućih potrošača. Ako se koristi neadekvatna veličina zaštitnih cijevi i filtera ili je izbor materijala neodgovarajuće kvalitete radi smanjenja početnih troškova mogu se prouzročiti veći troškovi pumpanja i održavanja bušotine tijekom proizvodnje.

Važni hidrogeološki parametri potrebiti za projektiranje bušotina kod kojih se očekuju veliki protoci su između ostalog:

- saznanja o stratigrafskim odnosima u ležištu i naslagama iznad njega;
- vodljivost (transmisivnost) i vrijednosti koeficijenta skladištenja ležišta;



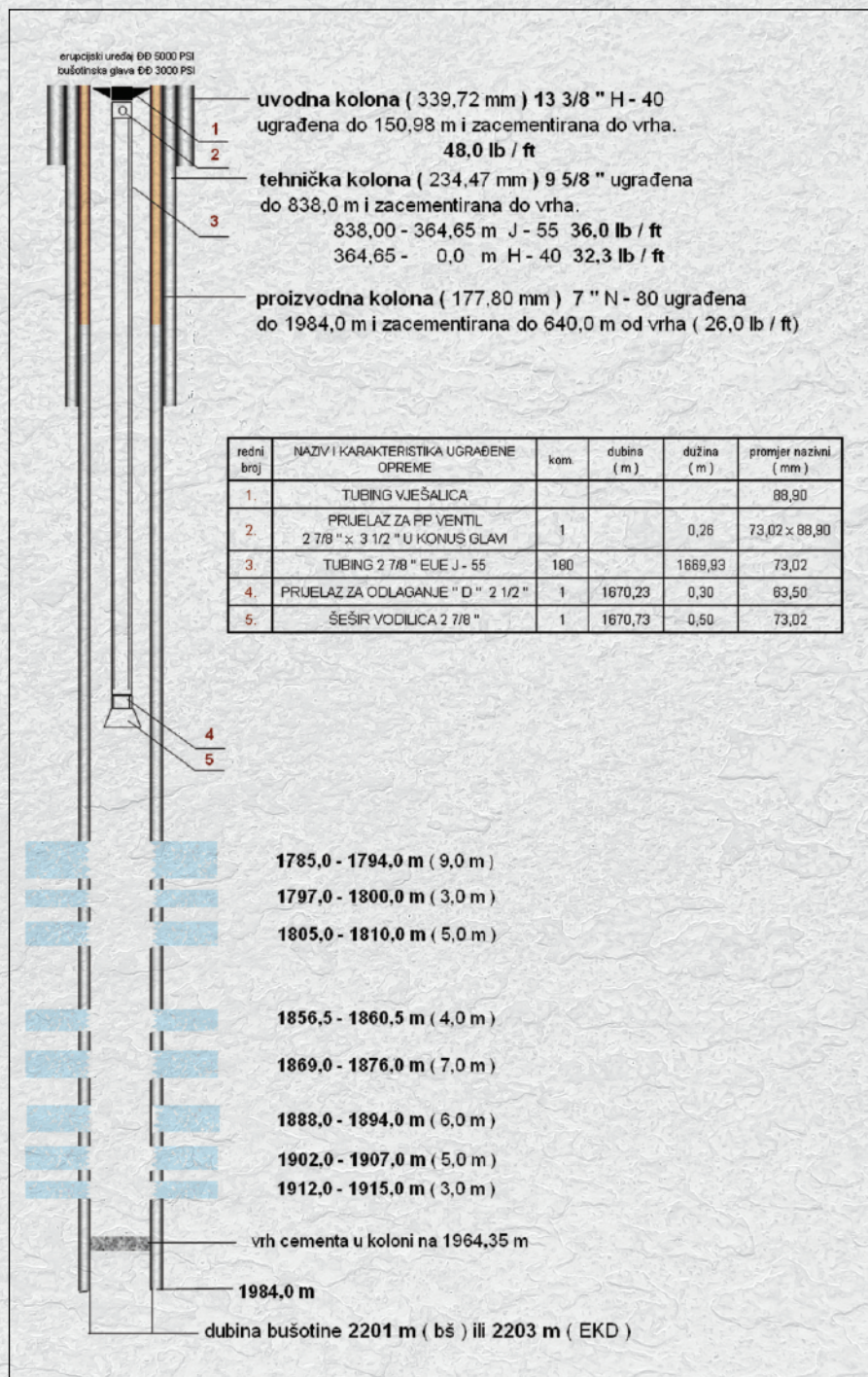
Slika 6. Prikaz ugrađene dubinske opreme u bušotini Kt-1 (Skicu izradio V. Majerus, dipl. ing.)

- kakvoća geotermalnog resursa ovisit će i o odnosu temperature i dubine (geotermalni gradijent);
- trenutni i dugoročni uvjeti proizvodnje i utiskivanja vode;
- analiza veličine čestica u ležištima s nekonsolidiranim materijalom;
- poznavanje ležišne stijene i materijala od kojih je stijena izgrađena;
- kvaliteta vode.

Koeficijenti dimenzioniranja, zahtjevi na čvrstoću kao i troškovi vezani na konstrukciju i održavanje bušotine također igraju važnu ulogu pri određivanju parametara dizajna bušotina.

Prije početka projektiranja bušotine projektant treba proučiti dizajn, konstrukciju i održavanje postojećih bušotina u okruženju u kojem će se izraditi novi kanal bušotine.

Pri tome se trebaju uzeti u obzir svi aspekti bušotina, bez obzira s kojom su namjerom izrađivane, kao



Slika 7. Prikaz ugrađene dubinske opreme u bušotini Lun-1
(Skicu izradio V. Majerus, dipl. ing.)

i svi raspoloživi izvještaji o izgradnji bušotina. Sva-ka se bušotina sastoji od dva osnovna elementa i to zaštitnih cijevi i usisnog dijela (za uronjene pumpe).

Zaštitne cijevi pri tome služe kao kućište za smještaj uronjene pumpe i vertikalni put za vodu u uzlaznom toku od ležišta do pumpe ili ušća bušotine.

Dio kanala bušotine pri tome može ostati nezacijevljen (open hole) kod dobro konsolidiranog ležišta (dobro vezani pješčenjaci, vapnenci, dolomiti

i graniti) dok će u slabo konsolidiranim ili nevezanim stijenama biti ugrađeni filteri, tako da se onemogući pokretanje čestica ležišne stijene, a ujedno spriječi zarušavanje kanala bušotine.

Standardna procedura izgradnje bušotina uključuje izbor promjera proizvodnog niza, vrste materijala, određivanje dubine bušotine, izbor duljine, promjera i materijala za filtere, određivanje veličine otvora filtera i na kraju izbor metode proizvodnog opremanja.

3.1. Promjer zaštitnih cijevi (casinga)

Izbor odgovarajućeg promjera zaštitnih cijevi također je važan jer značajno utječe na cijenu izgradnje bušotina. Promjer zaštitnih cijevi mora udovoljiti sljedećim zahtjevima:

- Promjer zaštitnih cijevi mora biti dovoljno velik za smještaj električne uronjene pumpe s dovoljnim zazorom za njezinu instalaciju i mora biti dovoljno velik da se osigura uzlazna brzina vode manja od 1,5 m/s.
- Veličina pumpe potrebna za željeno davanje bušotine (izdašnost) odrediti će i promjer zaštitnih cijevi. U većini slučajeva promjer zaštitnih cijevi mora biti za jednu nominalnu veličinu veći od promjera usisa pumpe. Za brzine uzlaznog toka vode veće od 1,5 m/s imat ćemo značajno veće padove tlaka uslijed trenja.

3.2. Duljina filtera

Optimalna duljina filtera ovisit će o debljini ležišta, raspoloživoj depresiji i prirodi uslojenosti ležišta. Određivanje najproduktivnijih zona može se odrediti jednom od sljedećih metoda:

- na temelju rezultata karotažnih mjerenja u otvorenom kanalu bušotine;
- interpretacijom dijagrama bušenja, odnosno brzine bušenja i gubicima fluida;
- vizualnom inspekcijom i usporedbom nabušenog materijala;
- analizom uzoraka stijena sa sita;
- laboratorijskim ispitivanjima hidrauličke vodljivosti na reprezentativnim uzorcima stijena (jezgre).

Svaka od tih metoda daje korisne informacije o zonama zanimanja. Stoga treba koristiti što je moguće više metoda da bi se dobilo što više podataka o proizvodnim zonama unutar ležišta. Određivanje otvora filtra (slot), kao i debljine zasipa složen je proces i zahtjeva dobru laboratorijsku pripremu na osnovi uzetih uzoraka nabušenog materijala za vrijeme izgradnje bušotine.

3.3. Cementacija

Za sve nizove zaštitnih cijevi u dizajnu bušotine, obavezno je cementiranje od dna do ušća bušotine. Pri tome se postiže smanjenje savijanja zaštitnih cijevi i minimalizira njihovo puzanje odnosno izduženje.

S obzirom da se za cementacije uglavnom upotrebljavaju bušotinski cementi API klase koji su otporni na djelovanje sulfatnih voda za održanje tlačne čvrstoće potrebno je u suhi cement dodavati 30 – 40 % silicijevog brašna.

Naime, poznato je da cementni kamen na temperaturama preko 110 °C gubi čvrstoću na tlak. Fino mljeveni silicijev dioksid reagira sa cementom na temperaturama višim od 110 °C i pri tome se formira kompleksni mineral kalcija i silicija tako zvani tobermorit koji sprječava pad čvrstoće cementnog kamena, odnosno njegovo drobljenje i povećanje propusnosti i do 100 puta, te tako osigurava hidrauličku cjelovitost bušotine. Za bušotine gdje je potrebna veća težina cementne kaše koristi se krupnija varijanta kvarcnog pijeska 60 – 140 mesh-a umjesto silicijevog brašna. Stoga je kvalitetno cementiranje krunski zahvat za dugotrajan i siguran rad bušotine.

Na slici 8. prikazano je moderno opremanje ušća bušotine za velike količine proizvodnje vruće vode u Njemačkoj – Unterhacking kod Minhen.

3.4. Rezultati ispitivanja geotermalnih bušotina

Brojna ispitivanja potencijalnih geotermalnih bušotina u INA-Naftaplina obavljena su u periodu 1992. – 2004. Najznačajniji rezultati tih ispitivanja na području Republike Hrvatske prikazani su u Tablici 1.

Parametri dobiveni tim ispitivanjima ne mogu se uzeti kao konačni za gospodarsku valorizaciju pojedinih geotermalnih ležišta jer ispitivanja nisu rađena sukladno struci. To se prije svega odnosi na proizvodne količine bušotina, koje su u pravilu bile znatno manje od onih planiranih količina, koje se očekuju kad počne eksploatacija.

Temeljni je razlog tomu, prema prethodno navedenom, bila nemogućnost adekvatnog zbrinjavanja velikih količina proizvedene vode na ekološki siguran način. Pored toga, tijekom proizvodnih ispitivanja uglavnom nisu kontinuirano praćeni parametri vezani uz koroziju, odlaganje kamenca, kretanje temperature na ušću, kao i u međuprostorima zaštitni cijevi i drugo. Izuzetak je bušotina VC-1A.

Uz to, posebno vrijedi istaći da sve ispitivane bušotine osim VC-1A nisu izgrađivane po standardima i preporukama za geotermalne bušotine.

Iz tog razloga dodatno se nalaže potreba da se svi ti objekti temeljito ispituju na uvjetima kakvi se planiraju u dugotrajnoj eksploataciji.



Slika 8. Ušće geotermalne bušotine u Njemačkoj-Unterhacking kod Minhena

S obzirom na ranije iznesene nedostatke proizvodnih ispitivanja potencijalnih geotermalnih resursa, potrebno je s aspekta dobre inženjerske prakse prosuditi koje bušotine i s kakvim ih dodatnim zahvatima privesti u funkciju gospodarskog iskorištavanja geotermalne energije.

3.5. Preporuke za konverziju istražnih i razradnih bušotina, koje su izrađene u cilju otkrivanja ležišta nafte i plina, u geotermalne

S obzirom na konstrukciju ugrađene opreme u bušotinama koje su izrađene u cilju otkrivanja ležišta nafte i plina, moguće ih je osposobiti da budu geotermalne uz uvjet, da dimenzije ugrađenih zaštitnih cijevi i proizvodni parametri to dopuštaju.

Međutim, osim toga, potrebno je napomenuti da su se analizom svih podataka o ugrađenoj opremi, utvrdili i neki tehnički nedostaci, a o kojima također treba voditi računa. Radi se o bušotinama koje su uglavnom rađene prije više desetaka godina. Nedostaci se odnose na:

- stanje i otpornost cementnog kamena (termostabilnost) oko postojećih zaštitnih cijevi;
- stanje i otpornost na koroziju ugrađenih zaštitnih / proizvodnih cijevi, kvaliteta (otpornost na koroziju i termostabilnost) i konstrukcija bušotinske glave (spuštanje i dizanje bušotinske glave tijekom grijanja i hlađenja), uključujući aspekt primjenjivosti dubinske pumpe;
- problem prohodnosti kroz kanal, naime uočena su oštećenja i suženja u zacjvljenom kanalu;
- eventualne potrebe kontrole taloženja ležišnog materijala tijekom duge proizvodnje.

Prije donošenja konačne odluke o prenamjeni bušotine u geotermalnu, potrebno je dodatnim rudarskim radovima provjeriti stvarno stanje u bušotini, te na osnovi toga odrediti potrebne zahvate i konstrukcijska rješenja za sanaciju, to jest pripremu bušotine za dugotrajnu proizvodnju vruće vode.

Jedno od rješenja za takve bušotine je ugradnja električne uronjene pumpe s pakerom, prikazanim na slici 9, koji će izolirati dio kanala bušotine iznad geotermalnog ležišta.

Potrebno je također popuniti međuprostor inernim plinom i na taj način umanjiti nepovoljno djelovanje visokih temperatura na stabilnost cementnog kamena iza zaštitnih cijevi.

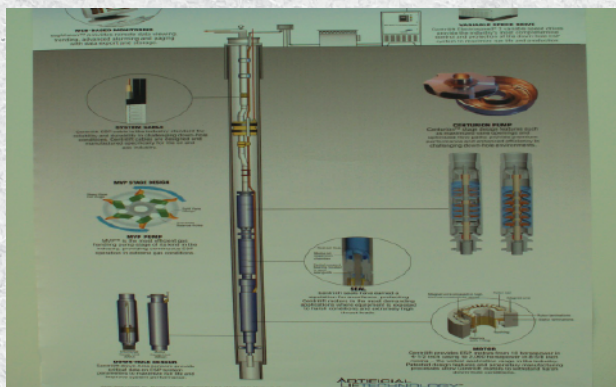
U slučaju da je bušotinom predviđena eruptivna proizvodnja vode, međuprostor zaštitnih i uzlanih cijevi može se odvojiti pakerom u zoni krovine ležišta i ispuniti s posebno za to izrađenim staklenim kuglicama, koje imaju funkciju toplinske izolacije i smanjenja toplinskog utjecaja na integritet cementnog kamena iza zaštitnih cijevi. Uz to, bušotinska glava s erupcijskim uređajem mora se prilagoditi za velike protoke vruće vode bez restrikcija u smislu suženja promjera, te radi izbjegavanja nepovoljnih efekata koji mogu izazvati odlaganje kamenca.

Za kontinuirano praćenje nekih parametara tijekom proizvodnje ležišnih fluida, praksa je u svijetu da se instaliraju na odgovarajućim mjestima senzori i uređaji za mjerenje tlaka, protoka, temperature i korozije. Ipak unatoč navedenim zahvatima, kod takvih saniranih bušotina, uvijek se nameće pitanje sigurnosti i pouzdane proizvodnje vruće vode kroz dulje vremensko razdoblje.

Zaključci

Preporuka je autora ovog rada, da se u bušotinama, koje su izrađene u cilju otkrivanja ležišta nafte i plina, sva proizvodna ispitivanja geotermalnih ležišta u buduću izvede samo u slučajevima ako se unaprijed osiguraju uvjeti za temeljito ispitivanje i uz ispunjavanje svih zahtjeva struke, što između ostalog uključuje i provedbu na ekološki prihvatljiv način.

Pri tome naglašavamo potrebu, da pri tom ispitivanju proizvodne količine odgovaraju onim količinama vode, koje se očekuju u dugotrajnoj eksploataciji s adekvatnom dubinskom i površinskom opremom. Na taj način, dobit će se reprezentativni podaci za buduću gospodarsko iskorištavanje potencijalnih geotermalnih resursa.



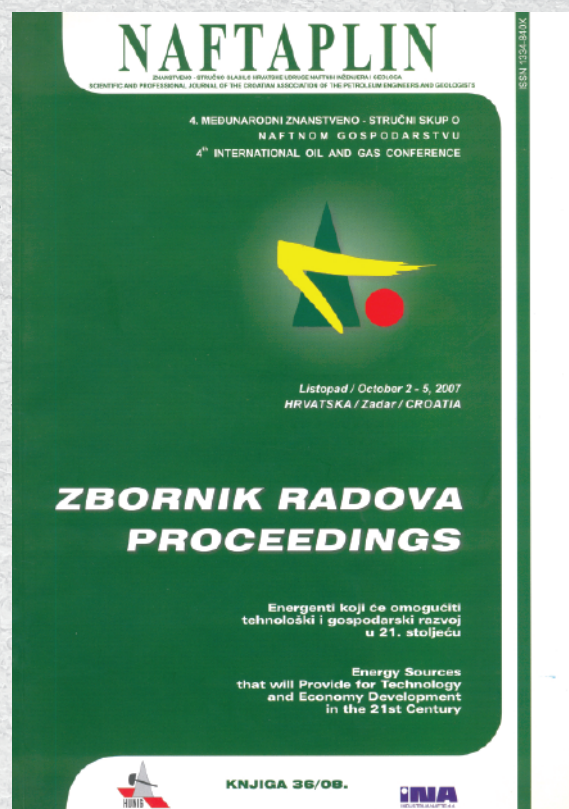
Slika 9. Konstrukcija geotermalne bušotine s dubinskom sisaljkom i pakerom

Osim toga, za vrijeme ispitivanja potrebno je osigurati kontinuirano praćenje proizvodnih parametara s odgovarajućom mjernom tehnikom, kako na dnu bušotine tako i na ušću. Cijena bušotina kod geotermalnih projekata može doseći i više od 60 % ukupnih investicijskih ulaganja i zato je važno poduzeti niz mjera, a posebno da se poveća brzina izrade kanala bušotine radi smanjenja troškova.

Literatura

1. Fletcher G. Driscoll, Ph.D.: „Groundwater and Wells“, Second Edition, St. Paul, Minesota 55112
2. L. M. Edwards, G. V. Chilingar, H. H. Rielke, W. H. Fertl: „Handbook of Geothermal Energy“, Gulf Publishing Company
3. Dwight K. Smith: „Cementing“ SPE, New York 1976.
4. Robert E. Snyder: „How geothermal wells are completed and produced“, World Oil, october 1979.
5. K. Jelić: Stacionarna geotermijska energija u Savskoj i Dravskoj potolini Panonskog bazena R Hrvatske, Nafta 38, str. 333–340, 1987. god.
6. Hossein Hossein-Pourazad: „High Temperature geothermal well design“, Renewable Energy Organization of Iran, Reports 2005.

7. J. N. A. Southon, G. Gorbachev: „Drilling geothermal wells efficiently, with reference to the Mutnovsky geothermal power project“, International geothermal workshop, 2003.
8. Alojz Getliher, Vladimir Cazin, Reno Muršić: „Geotermalna energija kao obnovljivi resurs postoji u Hrvatskoj u znatnoj mjeri, ali se nedovoljno iskorištava za njen gospodarski razvitak“, 3. Međunarodni znanstveno-stručni skup o naftnom gospodarstvu, Naftaplin – zbornik radova, knjiga 15/06, str. 7–16, Zadar, 2005.
9. Sturla f. Birkisson and Hagen Hole: „Aerated fluids for drilling of geothermal wells“, European Geothermal Cogress, Unterhaching, Germany, 2007.
10. The future of Geothermal Energy, An assessment by an MIT-led interdisciplinary panel
11. Tehnička dokumentacija INA-Naftaplina





Automatika ■ informatika ■ procesno upravljanje

S.C.A.N. je vodeći sistem integrator na području instrumentacije i sustava upravljanja.

Specijaliziran je za pružanje rješenja u procesnoj automatizaciji s naglaskom na:

- postrojenja za proizvodnju nafte i plina, na kopnu i na moru
- rafinerije nafte
- naftni i plinski terminali
- plinovodi i naftovodi
- razna petrokemijska i kemijska postrojenja

Naše osnovne djelatnosti su sljedeće:

- projektiranje i konzultantske usluge iz područja instrumentacije, sustava upravljanja i sigurnosnih sustava
- integracija sustava upravljanja i Terminal Automation sustava
- održavanje instrumentacije, mjernih sustava i sustava upravljanja
- tehnička podrška našim principalima u regiji



www.scan.hr



AEKS d.o.o.

Omladinska 45, Ivanić Grad
info@aeks.hr
www.aeks.hr

Kemijska i mehanička čišćenja u industriji

- spremnici nafte i naftnih derivata
- izmjenjivači topline
- dehidracijske kolone i regeneracije
- rashladni sustavi
- separatori otpadnih voda
- parni i vrelovodni kotlovi
- kanalizacijski sustavi
- mastolovi

Kemijska čišćenja u brodogradnji

- čišćenje i pasivizacija cjevovoda od nehrđajućeg čelika
- čišćenje rashladnog sustava motora
- čišćenje brodskih parnih i vrelovodnih kotlova
- čišćenje i pasivizacija cjevovoda ulja i goriva
- čišćenje i pasivizacija tankova od nehrđajućeg čelika

Intervencije u zaštiti okoliša

- sanacija akcidenata na tlu i vodama
- usluge tzv. "hladnog pogona" za potrebe interventnih sanacija
- 24 satno dežurstvo

Gospodarenje neopasnim i opasnim otpadom

- zbrinjavanje starih ulja
- zbrinjavanje različenih ugljikovodika
- zbrinjavanje otpadnih kiselina i sl.

Proizvodnja kemijskih sredstava

- biorazgradivi odmašćivač SC 131 AEKS
- biorazgradivi odmašćivač SC 500 AEKS
- sredstva za čišćenje i skidanje korozije

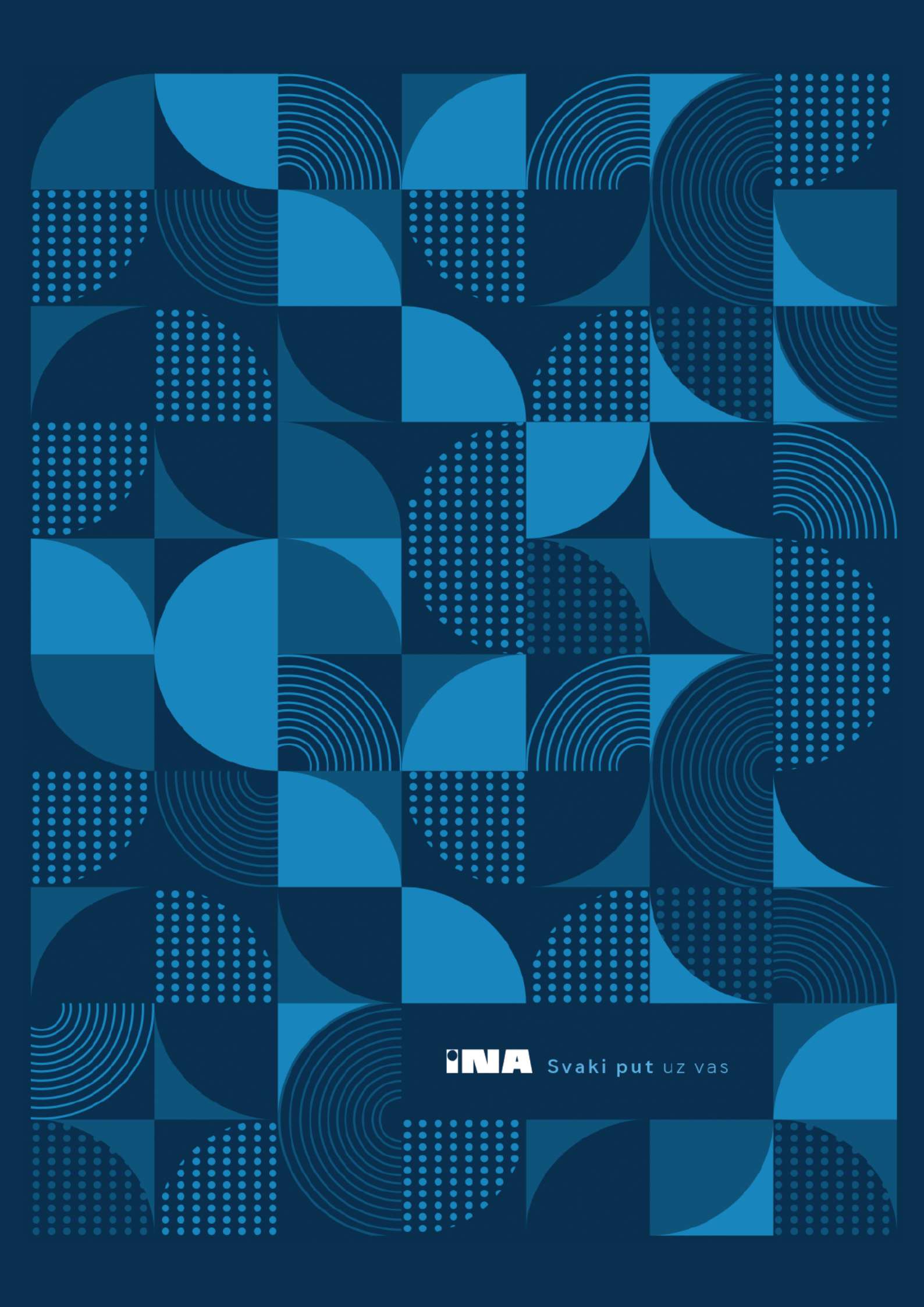
Antikorozivna zaštita

- AKZ čeličnih konstrukcija
- AKZ cjevovoda
- AKZ spremnika goriva
- AKZ kanala dimnih plinova
- sačmarenje cjevovoda s unutarnje strane
- pjeskarenje standardnim metodama
- pjeskarenje vakuum-blasting metodom

CCTV inspekcija kanalizacijskih cjevovoda

Laboratorij za ispitivanje kanalizacijskih i vodoopskrbnih sustava



The background of the entire image is a dark blue grid of squares. Each square contains a different geometric pattern in shades of blue and white. The patterns include solid colors, concentric circles, semi-circles, and grids of dots. The text is centered in a dark blue horizontal bar that spans across the middle of the image.

INA Svaki put uz vas