

STRUČNI ČASOPIS IZ PODRUČJA NAFTNOG RUDARSTVA I ENERGETIKE

NAFTA *i* PLIN

Godište 43. Broj 176. – 177. / 2023.



INTERVJU Vlado Vlašić

direktor tvrtke
Podzemno
skladište plina

Projekt izgradnje novog
podzemnog skladišta
plina Grubišno Polje

50 godina
naftno-plinskog
polja Beničanci

Aktivnosti Ine
u istraživanju plina
u Hrvatskoj



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
- 23** **Intervju: Vlado Vlašić, direktor tvrtke Podzemno skladište plina d.o.o.**
Interview: Vlado Vlašić, Director of Podzemno skladište plina d.o.o.
- 35** **Aktivnosti Ine u istraživanju plina u Hrvatskoj**
INA gas exploration activities in Croatia
Goran Jović, Tomislav Baketarić, Josip Bubnić
- 41** **Projekt izgradnje novoga podzemnog skladišta plina u Republici Hrvatskoj – PSP Grubišno Polje**
Construction of new underground gas storage in Republic of Croatia – UGS Grubišno Polje
Laslo Farkaš Višontai, Bruno Ernečić, Alen Paljušić
- 57** **Mogućnosti povećanja energetske učinkovitosti na PSP Okoli**
Energy efficiency opportunity at underground gas storage facility (UGS) Okoli
Ivan Zelenika, Ivan Orešković, Helena Matković, Alen Paljušić
- 64** **Parametric analysis of liquefied hydrogen refuelling station operation**
Parametarska analiza rada punionice s ukapljenim vodikom
Luka Perković
- 75** **Mogućnosti korištenja vodika kao goriva**
Potentials of hydrogen as a fuel
Filip Šarčević, Daria Karasalihović Sedlar
- 90** **Elektrokarotažna mjerenja za procjenu integriteta kolone**
Well integrity evaluation using well logging tools
Branko Jančiković
- 97** **50 godina naftno-plinskog polja Beničanci**
50 years of Beničanci oil and gas field
Želimir Šikonja, Željana Kljaić, Stefanija Novak-Zoroe
- 113** **Novosti iz energetskeg sektora RH (siječanj – lipanj 2023.)**
News from the Croatian Energy Sector
- 129** **Iz arhive**
From the Archives

Časopis je sponzorirala
INA – Industrija nafte d.d.





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)

INŽENJERSKI PRESEK



SIJEČANJ-LIPANJ 2023. – VOL 43. / BR 176.–177.

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)
izv. prof. dr. sc. Marko Cvetković (RGN F)
Ivan Fugaš, dipl. ing. (LNG)
Marijan Krpan, dipl. ing. (AZU, HNK SVNP)
Nikola Mišetić, dipl. oec. (INA)
Marija Šćulac 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 (INA)
Laslo Farkaš Višontai, dipl. ing. (PSP)
Jerko Jelić Balta, dipl. ing. (INA)
dr. sc. Svetlana Petrović (DELTA TERMINALI)
Tvrtko Perković, dipl. ing. (HUNIG)
doc. dr. sc. Darko Pavlović (PLINACRO)
Željko Tremac, dipl. ing. (HUNIG)

Dear readers and colleagues,

The Editorial Board of the journal of Croatian Association of Petroleum Engineers and Geologists has prepared a new, 176th-177th issue of the OIL & GAS journal. This issue which publishing has been supported by INA-Industrija nafte, d.d. is dedicated to the topics of natural gas storage, exploration potential for new gas discoveries in the Pannonian Basin, energy transition, primarily potential of hydrogen as fuel, the great anniversary of INA's Beničanci oil and gas field and other.

Besides the regular column „World of Energy“ this issue features an interview with Vlado Vlašić, director of Podzemno skladište plina d.o.o. Despite challenges and instabilities in the European energy market, last year Podzemno skladište plina d.o.o. fully met all obligations as the Croatian natural gas storage operator. In addition, investment works are under way for building a new gas storage facility, Grubišno Polje which will improve overall flexibility of the Croatian gas supply system, particularly during spring and autumn, when we witness gas demand fluctuations which cannot be fully accommodated by existing seasonal underground gas storage Okoli. These were the topics of the interview with Mr Vlašić.

Until now Podzemno skladište plina d.o.o. has invested around EUR 33 million in PSP Grubišno Polje Project implementation. Of this amount EUR 7.3 million covers exploration work phase, and the rest will be spent for construction of facilities planned in phase 1 of the Project. It is anticipated that similar amount will be needed for implementation of the second project phase, so it can be said that the total value of the project is EUR 70 million. You can read more about this topic in the article titled „New Croatian Gas Storage Project – PSP Grubišno Polje“ prepared by Laslo Farkaš Višontai, Bruno Ernečić and Alen Paljušić.

Although the Pannonian Basin and North Adriatic are well explored areas, INA is committed to the exploration of remaining natural gas potential. New gas projects of INA Exploration and Field Development focus on mitigation of natural gas production decline in Croatia and bringing into production small and medium sized gas fields. The key for creating new value is improving efficiency of geological and geophysical analysis which will reduce geological but also commercial risks and removing regulatory obstacles to shorten the lead time from discovery to production. First beneficial effects on the share of domestic production in gas consumption will be visible after 2024 when first gas is expected from most of new gas discoveries. INA's onshore and offshore exploration activities could significantly increase domestic gas production in the future, mitigate the energy crisis and facilitate the energy transition in Croatia. More details about INA's gas exploration activities in Croatia can be found in the paper prepared by Goran Jović, Tomislav Baketarić and Josip Bubnić.

In the journal you can also find a paper dealing with „Parametric Analysis of a Liquid Hydrogen Refuelling Station Operation“ by Luka Perković and also papers „Potentials of Hydrogen as Fuel“ and „Use of Electric Logging for Assessment of Casing Integrity“.

This issue also features a comprehensive overview of the five decades of production from the Beničanci oil and gas field as an important production asset in INA, and its significance for Croatia. From production start-up in 1972 until 2023 more than 20 million m³ of oil was produced from this Slavonian field. In its most productive years, from 1980-1985 more than a million m³/year of oil was produced, and Beničanci made history as the only Croatian field achieving such record high annual production. The Beničanci oil and gas field holds many production records, which will be hard to beat. More details about this topic can be found in a review paper titled „50 Years of Beničanci Oil and Gas Field“.

The last pages feature „News from the Croatian Energy Sector“ where we compiled topics which were on front pages of newspapers and news web sites from January to June this year. In the column „From Our Archives“ you can read a paper dealing with „Injection Profiles Logging and Analysis at the Okoli UGS“.

We wish you a pleasant reading.



Poštovani čitatelji, drage kolegice i kolege,

uredništvo časopisa Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa pripremila je novi 176. – 177. broj stručnog časopisa „NAFTA i PLIN“. Ovaj časopis, čije je izdavanje sponzorirala INA-Industrija nafte, d.d. posvetili smo stručnim temama skladištenja prirodnog plina, istražnim potencijalima za otkriće novih zaliha plina u Panonskom bazenu, potom energetske tranziciji, ponajprije mogućnostima korištenja vodika kao goriva, velikoj obljetnici Ininog naftno-plinskog polja Beničanci i drugo.

Uz stalnu rubriku „Svijet energije“ u ovom broju časopisa razgovarali smo s Vladom Vlašićem, direktorom tvrtke Podzemno skladište plina d. o. o. Unatoč izazovima i nestabilnostima na energetskom tržištu Europe i svijeta, tvrtka Podzemno skladište plina protekle je godine u potpunosti ispunila sve obveze hrvatskog operatora sustava skladišta plina osiguravši stabilnost opskrbe hrvatskog tržišta prirodnim plinom. Također, u tijeku su investicijski radovi na izgradnji novog podzemnog skladišta plina Grubišno Polje koje će povećati ukupnu fleksibilnost plinoopskrbnog sustava Republike Hrvatske, posebice tijekom proljeća i jeseni, kada su velike fluktuacije u potražnji plina na koje postojeće sezonsko skladište PSP Okoli ne može potpuno odgovoriti. Upravo to su bile teme razgovora s direktorom Vlašićem.

Tvrtka Podzemno skladište plina dosad je u realizaciju projekta PSP-a Grubišno Polje uložila oko 33 milijuna eura. Od tog iznosa na fazu istražnih radova odnosi se oko 7,3 milijuna eura, a ostatak na izgradnju objekata prve faze projekta. Predviđa se da će sličan iznos biti potreban i za realizaciju druge faze toga projekta pa možemo reći da je ukupna vrijednost projekta oko 70 milijuna eura. Više o tome možete pročitati u članku pod nazivom „Projekt izgradnje novoga podzemnog skladišta plina u Republici Hrvatskoj – PSP Grubišno Polje“, kojega su pripremili Laslo Farkaš Višontai, Bruno Ernečić i Alen Paljušić.

Iako su Panonski bazen i sjeverni Jadran visoko istražena područja, INA je predana istraživanju preostalih ležišta prirodnog plina. Novi plinski projekti unutar Ininog Istraživanja i Razrade polja usredotočeni su na ublažavanje prirodnog pada proizvodnje plina u RH te privođenju proizvodnji manjih i srednje velikih polja plina. Ključ stvaranja nove vrijednosti leži u poboljšanju učinkovitosti geoloških i geofizičkih analiza koje će smanjiti geološki, ali i komercijalni rizik, te uklanjanju regulatornih prepreka kako bi se smanjilo vrijeme do početka proizvodnje nakon otkrića. Prvi pozitivni utjecaji na odnos domaće proizvodnje i potrošnje plina bit će vidljiv nakon 2024. godine kada se većina novootkrivenih ležišta plina privede proizvodnji. Inine istražne aktivnosti na kopnu i moru mogle bi značajno povećati domaću proizvodnju plina u budućnosti te tako olakšati energetske krizu i tranziciju u Republici Hrvatskoj. Detaljnije o aktivnosti Ine u istraživanju plina u Hrvatskoj govori se u stručnom radu koji su pripremili Goran Jović, Tomislav Baketarić i Josip Bubnić.

U časopisu možete pročitati još i stručne radove na temu „Parametarske analize rada punionice s ukapljenim vodikom“, kojeg je pripremio Luka Perković potom članak „Mogućnosti korištenja vodika kao goriva“ te „Elektrokarotažna mjerenja za procjenu integriteta kolone“.

Donosimo i cjeloviti povijesni prikaz o pet desetljeća proizvodnje naftno-plinskog polja Beničanci kao bitnog proizvodnog subjekta u Ini, ali i o njegovoj važnosti za Republiku Hrvatsku. To slavonsko polje od puštanja u proizvodnju davne 1972. godine do 2023. proizvelo je više od 20 milijuna kubika nafte. U najboljim godinama, u razdoblju od 1980. – 1985. proizvodilo je više od milijun kubika nafte na godinu, po čemu je ušlo u povijest hrvatskih naftaša kao jedino na kojemu je ostvarena tako visoka godišnja proizvodnja. Naftno-plinsko polje Beničanci su ispisali brojne proizvodne rekorde koje je teško ponoviti. Više o tome u preglednom radu pod nazivom „50 godina naftno-plinskog polja Beničanci“.

Na posljednjim stranicama su „Novosti iz energetskog sektora RH“ u kojima smo istaknuli teme koje su se, u razdoblju od siječnja do lipnja ove godine, nalazile na naslovnica novina i portala. U rubrici „Iz naše arhive“ donosimo stručni rad na temu „Karotažna mjerenja utisnih profila i njihove analize na PSP-u Okoli“.

Želimo Vam ugodno čitanje.



Želimir Šikonja, HUNIG
zelimir.sikonja@gmail.com

A photograph of an offshore oil rig at night, illuminated by warm yellow lights. The rig's complex structure of pipes, ladders, and platforms is visible against a dark sky. The water in the foreground reflects the lights from the rig.

SVI

JET

ENER

GER



Novosti iz svijeta energije

News from World Energy

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



Transocen prvi na svijetu izradio potpuno automatizirani dio kanala bušotine

Značajna prekretnica u tehnologiji izrade bušotina postignuta je u Norveškom moru. Tvrтка je pri tome koristila Transocean Encourage, polu-uronjivu platformu za rad u nepovoljnom okruženju.

Ova nova tehnologija automatizira segmente u procesu bušenja, pojednostavljujući tijek rada, dodatno poboljšavajući sigurnost te smanjuje emisije kroz povećanu operativnu učinkovitost. Prema podacima

AIS-a platforma se nalazi na Equinorovom polju Heidrun u Norveškom moru gdje je 19. travnja uspješno izrađena utisna bušotina.

Postrojenje za bušenje na moru izgrađeno je u DSME-u (Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering Co.)

Nedavno je potpisan novi ugovor s istim klijentom za izradu devet bušotina u Norveškoj, po cijeni od 350,000 USD dnevno, koji će trajati od studenog 2023. do veljače 2025. godine. 27.04.2023.

<https://www.oedigital.com/news/504699-transocean-drills-first-fully-automated-hole-section-of-offshore-well>



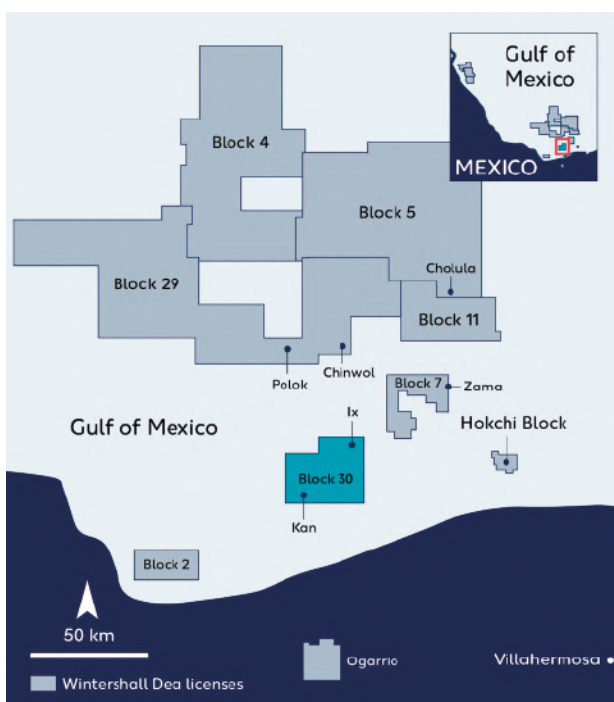
Izvor: Offshore Engineer

Novo otkriće Wintershall Dea u odobalju Meksika

Wintershall Dea i partneri došli su do značajnog otkrića nafte na istražnim prospektima Kan u bloku 30 m plitkoj vodi Cuenca Salina u bazenu Sureste, oko 25 km od obale Meksika. Na temelju preliminarnih procjena, otkriće može sadržavati 200-300 MMboe početnih geoloških rezervi u ležištu.

Prospekt Kan, prvi od dvije obvezne bušotine u bloku, leži u dubini vode od oko 50 m unutar zone nekoliko miocenskih otkrića, uključujući Zamu, Polok i Chinwol.

Bušotina Kan-1EXP, koju je izradila samopodizna bušača platforma Borr Ran dosegula je ukupnu dubinu od 3.317 m i raskrila više od 170 m efektivne



Izvor: Oil and Gas Journal

debljine pješčenjaka gornjeg miocena, dobrih petrofizičkih svojstava s visokokvalitetnom naftom. Iz nje je izrađen usmjereni kanal bušotine na viši dio strukture do dubine 3.087 m, a nabušeno je oko 250 m glavnog pješčenjačkog intervala.

Konzorcij Bloka 30 ocijenit će opsežno prikupljene podatke iz podzemlja kako bi pripremio plan procjene otkrića koji će se dostaviti meksičkoj Agenciji za ugljikovodike, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) prije kraja srpnja 2023.

Bušača platforma se preselila na prospektIx, što je druga izgledna struktura u bloku 30 oko 20 km sjeveroistočno od otkrića Kan.

Wintershall je operater u bloku 30 s udjelom od 40%. Partneri su Harbour Energy (30%) i Sapura OMV (30%).

26.04.2023.

<https://www.ogi.com/exploration-development/discoveries/article/14292898/wintershall-dea-makes-discovery-offshore-mexico>

PannErgy objavio rekordnu proizvodnju topline iz geotermalnog sustava Györ, Mađarska

Geotermalni sustav Györ u Mađarskoj, kojim upravlja PannErgy Nyrt., proizveo je rekordnu količinu od milijun GJ topline za 2022. godinu. To je otprilike jednako količinama dostatnim za grijanje 25 000 kućanstava i ukupnom smanjenju emisija CO₂ od 45 000 tona.

Geotermalni sustav Györ sastoji se od tri proizvodne bušotine, dvije utisne bušotine, BonyHéatcentralno postrojenje i 17-kilometarske mreže za distribuciju topline. Dva najveća korisnika topline su Grad Györ i objekti tvrtke Audi Hungaria.

U povodu toga, uručene su priznanja dr. Csabi Andrásu Dézsiju, gradonačelniku grada Gyora, Alfonsu Dintneru, predsjedniku Upravnog odbora Audija Hungaria, i Zoltánu Némethu, predsjedniku Skupštine okruga Györ-Moson-Sopron.

Opskrbljivač topline za grijanje grada Györa, tvrtka Gyor-Szol Zrt., ima za cilj postići najopsežniju moguću uporabu obnovljivih izvora energije, uključujući geotermalne. U ožujku 2022. potpisan je novi ugovor s PannErgyjem, što je rezultiralo 100% opskrbom topline iz geotermalnih izvora, počevši prošlog ljeta. Grad još uvijek razmatra načine za daljnje povećanje udjela obnovljive energije.

Rad geotermalne toplane Györ započeo je 2015. godine s početne dvije proizvodne bušotine. PannErgy



Izvor: ThinkGeoEnergy, geotermalna elektrana za centralno grijanje Győr, Mađarska

je koncesiju za daljnji razvoj geotermalnog područja Győr dobio još 2017. godine. U 2018. godine tvrtka je izvijestila o uspješnom bušenju treće istražne bušotine na projektu. 21.04.2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/pannery-posts-record-heat-output-from-gyor-geothermal-system-hungary/>

Mađarski izaslanik zaključio pregovore o energetskom sporazumu u Moskvi

Mađarski šef diplomacije osigurao je dogovor o proširenju dotoka plina iz Rusije i obnovio sporazum o financiranju domaće nuklearne elektrane, naglašavajući raskol Budimpešte s ostatkom Europske unije zbog ruske invazije na Ukrajinu.

Ministar vanjskih poslova Peter Szijjarto zaključio je sporazume dok premijer Viktor Orban pokušava povećati ovisnost svoje zemlje o ruskoj opskrbi naftom, plinom i nuklearnom energijom, dok se druge članice EU trude osloboditi ruskog utjecaja.

Mađarska će sada imati mogućnost primati više zemnog plina iz Rusije povrh postojećeg dugoročnog sporazuma uoči zimske sezone skladištenja. Szijjarto



Izvor: Rigzone

se također složio dodatno osigurati opskrbu naftovodom Družba preko Ukrajine.

„Rusija je uvijek bila pouzdan opskrbljivač energijom, u budućnosti smo također spremni osigurati pouzdanu opskrbu Mađarske“, izjavio je Putinov potpredsjednik vlade za energetiku Alexander Novak nakon sastanka u utorak. Zahvalio je Szijjartu i Orbanu na „konstruktivnoj suradnji“.

Mađarska je poduzela korake za diversifikaciju svojih izvora energije, pristupajući ukapljenom prirodnom plinu s pomorskih terminala u Hrvatskoj i Poljskoj. Budimpešta je također razgovarala s Azerbejdžanom o izvozu struje i plina.

No, odnosi s Moskvom ostaju najvažniji u energetske sferi. Nakon posjeta Bjelorusiji u veljači – još jednog rijetkog putovanja moskovskom savezniku pod zapadnim sankcijama – Szijjarto je povezo svoj sastanak s Novakom razgovarajući i s Aleksejem Likhachevim, glavnim izvršnim direktorom državne nuklearne korporacije Rosatom.

Novak i Likhachev su pod sankcijama Ukrajine i nekih njezinih saveznika, iako ne od strane EU. Orban je kritizirao sankcije EU-a protiv Rusije, rekavši da one ne funkcioniraju, unatoč ekonomskim podacima koji pokazuju da su umanjili sposobnost vlade predsjednika Vladimira Putina da gomila naoružanje i intenzivira svoj rat u Ukrajini.

Rosatom nadzire proširenje mađarske nuklearne elektrane Paks, što je izazvalo kritike zbog davanja Putinova utjecaja na opskrbu energijom zemlje EU.

„U tijeku su pripremni radovi na izgradnji pomoćnih zgrada“ u Paksu 2, kazao je Rosatom u telegramsnoj objavi nakon sastanka. Rosatom nastavlja proces dobivanja dozvola za određene vrste radova, stoji u priopćenju. 11.04.2023.

https://www.rigzone.com/news/wire/hungarian_envoy_seals_energy_deals_in_moscow-11-apr-2023-172504-article/

U Europi se počinju graditi cjevovodi vodika

U Europi se počinje stvarati infrastruktura za transport vodika. Vrlo je malo prečaca do održive budućnosti i jednostavno prebacivanje postojeće infrastrukture za naftu i plin na vodik nije uvijek održivo. U središtu ovog izazova je fizika, vodik ima visoku gravimetrijsku gustoću i nisku volumetrijsku gustoću energije. To znači da će među opcijama vodikovi cjevovodi biti daleko bolji od plovila u premještanju vodika na kratkim do srednjim udaljenostima.

Danas već postoji više od 4.300 kilometara za transport vodika s preko 90% smještenih u Europi i Sjevernoj Americi. Rystad Energy procjenjuje da u svijetu postoji oko 91 planirani projekt plinovoda, ukupne dužine 30.300 kilometara, a trebali bi biti pušteni u rad do oko 2035. godine.

U slučajevima kada će se vodik isporučivati (kao vodik ili njegovi derivati), na kraju će se distribuirati na kopnu pomoću vodikovih cjevovoda, što prijevoz cjevovodima čini kritičnim načinom prijevoza plina. Vodikovi cjevovodi već se koriste za opskrbu industrijskih čvorišta (na primjer, u petrokemijskim postrojenjima).

Europa je na globalnoj razini predvodnik napora za proizvodnju i uvoz zelenog vodika te se njezina pozornost sada okreće izgradnji potrebne infrastrukture kako bi se ona približila centrima potražnje. Prema istraživanju Rystad Energy, Španjolska, Francuska i Njemačka nalaze se među zemljama koje su se obvezale ili razmatraju izgradnju prekograničnih plinovode kako bi olakšale protok energije, dok se Velika Britanija sa svojom opsežnom plinskom mrežom nalazi u fantastičnoj poziciji za prelazak s prirodnog plina na vodik.

Vodik je ključni stup dekarbonizacije EU-a kako je utvrđeno u njegovoj strategiji za vodik 2020., a njegovo uvođenje dobilo je poticaj paketom „Spremni za 55%“. Također ima središnju ulogu u planu REPowerEU za postupno ukidanje uvoza ruskih fosilnih goriva, čiji je cilj proizvesti 10 milijuna tona vodika iz obnovljivih izvora do 2030. i uvesti još 10 Mt u istom vremenskom okviru. S obzirom na predložene projekte zelenog vodika u EU, trenutno smo na 7,9 Mt lokalne opskrbe startupom do 2030. godine (ili samo 2,1 Mt od cilja), s obližnjom opskrbom koja iznosi 1 Mt u ostatku Europe – prvenstveno Velike Britanije i Norveške – i još 1 Mt na Bliskom istoku. Osim toga, 3,4 Mt predloženih projekata nalazi se u Africi, koja bi mogla opskrbljivati Europu najvećim količinama vodika – brodom ili cjevovodom. Kako bi planirala njihovu distribuciju unutar Unije, europska inicijativa za okosnicu vodika (EHB), koja je skupina od 31 europskog operatora plinskih transportnih sustava (OPS), objavila je dokument o viziji buduće infrastrukture plinovoda vodika. To se temelji na nacionalnoj analizi dostupnosti postojeće infrastrukture prirodnog plina, budućim kretanjima na tržištu prirodnog plina i budućim kretanjima na tržištu vodika.

Prema karti infrastrukture vodika EHB-a za 2030., ukupna duljina od ~ 28.000 km 2030. i 53.000 km do 2040. predviđena je u 28 uključenih europskih

zemalja. Trenutačno namjenski plinovodi na vodik koji će biti dostupni do 2030. iznose 23.365 km, što je 83% ciljne vrijednosti za 2030. Uvođenje vodikovih cjevovoda u Europi bilo bi postupno, a početak projekta prijenosnih ili distribucijskih cjevovoda ovisit će o potražnji. 03.04.2023.

<https://www.rystadenergy.com/news/building-the-future-hydrogen-pipelines-start-to-materialize-in-europe/>

Rusija i dalje koristi zapadno osiguranje za polovicu isporuka nafte

Rusija se i dalje oslanja na zapadne osiguravatelje kako bi pokrila više od polovice flote tankera koja izvozi svoju naftu, prema podacima koje je prikupio Bloomberg, a energetske dužnosnici zemlje izražavaju zabrinutost glede situacije.

Skupina sedam najrazvijenijih zemalja, G-7, i njezini partneri u Europskoj uniji odredili su da se svaka pošiljka sirove nafte koja koristi usluge sa sjedištem u njihovim zemljama članicama mora prodati ispod gornje granice cijene od 60 dolara po barelu. Mjera je osmišljena kako bi se ograničili prihodi Kremlja od izvoza energije, ograničavajući njegovu sposobnost da nastavi financirati invaziju na Ukrajinu.

Od početka prosinca, između 50% i 60% plovila koja su prevozila rusku naftu zaštićeno je od rizika odgovornosti brodovlasnika od strane članova londonske Međunarodne grupe P&I klubova, prema podacima koje je prikupio Bloomberg na temelju informacija u sustavu otpreme Equasis. Podaci ne pokazuju jesu li plovila pokrivena za osiguranje trupa ili tereta.

Ta ovisnost o zapadnoj pokrivenosti ograničava sposobnost Rusije da pregovara o višim cijenama svoje nafte, ključnog izvora prihoda za državni proračun. To bi također moglo ostaviti izvoz zemlje ranjivim na poremećaje ako skupina G-7 odluči poštiti ograničenja.

Ograničene mogućnosti

Podaci koje je prikupio Bloomberg u skladu su s nalazima CREA-e, koja je procijenila da su osiguravatelji iz G-7 i europskih zemalja u veljači osigurali pokriće odgovornosti brodovlasnika za gotovo 60% svih tankera koji prevoze rusku sirovu robu. Početkom 2022. godine, neposredno prije rata u Ukrajini, udio velikih stranih osiguravatelja bio je blizu 80%, pokazuju podaci CREA.



Izvor: Rigzone

Preostala plovila koja prevoze rusku naftu, prema podacima koje je prikupio Bloomberg, pokrivena su ruskim ili nepoznatim dobavljačima. Te bi pošiljke potencijalno mogle pronaći put do klijenata koji su spremni platiti iznad ograničenja cijene.

Ruske mogućnosti osiguranja u zemlji su ograničene. Moskovski Ingosstrakh Insurance Co., koji je u djelomičnom vlasništvu talijanskog Assicurazioni Generali SpA, priopćio je ranije ovog mjeseca kako će revidirati svoj portfelj zaštite i odštete kako bi bio siguran da je u potpunosti u skladu s međunarodnim sankcijama. Rusko nacionalno društvo za reosiguranje, zaduženo za pružanje pokrića koje podupire država za sve sankcionirane ruske sektore, uključujući pomorske, i samo je isključeno s europskog tržišta.

Usklađenost s ograničenjem cijena

Podaci o pokrivenosti zapadnim osiguravajućim društvima brodara imaju svoja ograničenja, a unos u sustav Equasis nije jamstvo da osigurani tanker prevozi samo sirovu robu koja se prodaje ispod gornje granice cijene. Prema propisima EU-a, osiguravatelji moraju od svojih klijenata dobiti potvrde da je ruska sirova roba isporučena na pokrivenim tankerima u skladu s gornjom granicom.

Ako bi se potvrda krivotvorila, osiguravatelj se ne smatra kršenjem sankcija sve dok može dokazati da je postupao u dobroj vjeri. Osim toga, EU stoga ne zahtijeva od osiguravatelja da redovito dostavljaju svoje podatke tijelima. Poduzeća su dužna voditi evidenciju samo pet godina u slučaju istraga.

Netransparentna priroda ruskog trgovanja naftom otežava pristup informacijama o cijenama. Ame-

ričko ministarstvo financija procjenjuje da bi se oko 75 posto ruske nafte moglo kretati izvan ograničenja cijena, dok je Međunarodna agencija za energiju procijenila da su od veljače sirovi tereti zemlje u prosjeku prodani znatno ispod ograničenja cijena.

I američka administracija i IEA kažu kako ograničenja rade svoj posao ograničavajući proračunske prihode Rusije, zadržavajući istodobno dotok nafte na globalna tržišta. 30.03.2023.

https://www.rigzone.com/news/wire/russia_still_uses_western_insurance_for_half_of_oil_shipments-30-mar-2023-172410-article/

Geotermalna istraživanja duboke bušotine KTB-a u Bavarskoj

Najdublja nezacijevljena bušotina na svijetu, smještena u blizini grada Windischeschenbach u Bavarskoj, Njemačka, bit će mjesto istraživačkog projekta GEOREAL pod okriljem GFZ Potsdam. Projekt, na čelu s dr. Carolin Böse, ima za cilj generirati bolje razumijevanje propusnosti u kristalinima i njihovih ponašanja prilikom hidrauličke stimulacije.

Dvije bušotine u Windischeschenbachu zajedno se nazivaju „KTB-ovim laboratorijem za duboku kuru“ prema njemačkom kontinentalnom programu dubinskog bušenja (Kontinentales Tiefbohrprogramm der Bundesrepublik Deutschland). Ovo je bio znanstveni projekt dubokog bušenja koji je financiralo Federalno ministarstvo istraživanja. Dvije bušotine, dubine 4 i 9,1 kilometar, izbušene su između 1987. i 1994. godine.

Eksperiment hidrauličke stimulacije GEOREAL-a ima za cilj istraživanja prilikom karakterizacije geotermalnog potencijala metamornog podzemlja. Dvije bušotine KTB-a omogućuju izravan pristup stijeni niske propusnosti na temperaturama višim od 100 stupnjeva Celzija.

Cilj GEOREAL-a je poboljšati svojstva hidrauličkog spremnika u istražnoj bušotini KTB-a, izbjegavajući pritom generirane seizmičke događaje. U tu će svrhu biti uspostavljena seizmička mreža za praćenje mikropotresa u radijusu od 10 kilometara oko KTB-a, dok se hidraulična ispitivanja provode na dubinama većim od 3,9 kilometara.

Daljnji cilj GEOREAL-a je poboljšati postojeće najbolje prakse hidrauličke stimulacije, čime se smanjuju potencijalni rizici i poboljšava prihvaćanje dubokih izvora geotermalne energije u Njemačkoj.

Pripreme za eksperiment već su u tijeku, a početak se očekuje za nekoliko tjedana. Očekuje se da



Izvor: ThinkGeoEnergy, mjesto laboratorija za duboku koru KTB-a u Bavarskoj, Njemačka

će eksperiment trajati oko četiri tjedna, nakon čega slijedi dugo razdoblje analize podataka. Cjelokupno trajanje projekta je dvije godine. 24.03.2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/continental-deep-well-in-bavaria-germany-to-be-site-for-geothermal-research/>

Italija kreće u smanjenje dobave ruskog plina novim plutajućim LNG terminalom

Italija je poduzela ključan korak prema osiguravanju energetske neovisnosti od Rusije dolaskom novog postrojenja za uvoz ukapljenog prirodnog plina.

Plutajuća jedinica za uplinjavanje skladišta Golar Tundra pristala je u nedjelju navečer u Piombino, na obali Toskane. Terminal je jedan od dva koji će omogućiti Italiji zamjenu dotoka plina plinovodom iz Rusije, koji su već blizu povijesnih najnižih razina.

Italija je prije invazije na Ukrajinu uvezla oko 40 posto plina iz Rusije i brzo krenula pod premijerom Mariom Draghijem kako bi ga smanjila, ponajviše zahvaljujući tokovima iz sjevernoafričkih zemalja poput Alžira. Rusija sada čini manje od 10% talijanskog



Izvor: Rigzone

uvoza, a cilj je u potpunosti je zamijeniti je do zime 2024., navodi Eni SpA.

Talijanski državni operater plinske mreže SnamSpA kupio je Golar Tundra prošle godine i obnovio je kao plutajući LNG terminal posljednjih mjeseci. Drugi terminal očekuje se kasnije ove godine u Ravenni, na istočnoj obali zemlje.

Lokalni aktivisti u Piombinu organizirali su prosvjede protiv terminala, navodeći kao razlog njegov potencijalni utjecaj na ribarstvo i turizam. Očekuje se kako će terminal biti u funkciji u svibnju.

22.03.2023.

https://www.rigzone.com/news/wire/italy_moves_to_cut_russian_gas_with_new_floating_lng_terminal-22-mar-2023-172339-article/

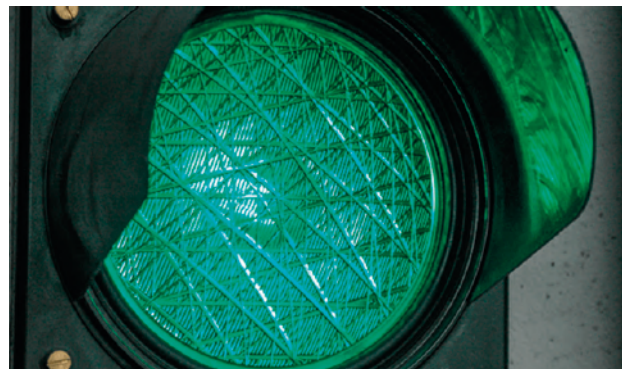
Energiean isporučuje prvi plin na NEA / NI projektu Offshore Egipat

Energiean je izvijestio da je razradnim projektom Sjeverne El Amriye i Sjevernog Idkua (NEA/NI) u plitkim vodama na moru Egipta isporučen prvi plin. Projekt sadrži procijenjenih 39 mmboe 2P rezervi (88 posto plina), a očekuje se da će neto proizvodnjom obzirom na udjel kompanije u projektu dosegnuti vrhunac od 15-20 kboed (88 posto plina) u 2024. godini.

Projekt koristi postojeću infrastrukturu i uključuje podmorsko povezivanje četiriju bušotina s Energieanomovom platformom North Abu Qir.

Prema informacijama o projektu koje je objavio Energiean, koncesije NEA i NI u 100-postotnom su vlasništvu tvrtke i, iako posluju preko zasebnih 50/50 JV tvrtki, obje spadaju pod cjelokupno upravljanje Abu QirPetroleumom.

NEA sadrži dva otkrivena i ocijenjena plinska polja (Yazzi i Python). NI – koji je podijeljen na sjeverna 21 i južna područja – sadrži četiri otkrivena



Izvor: Rigzone

plinska polja, pri čemu oba područja sadrže dodatne kartirane, ali ne bušene prospekte. 13.03.2023.

https://www.rigzone.com/news/energean_delivers_first_gas_at_neani_project_offshore_egypt-13-mar-2023-172269-article/

Osnovano partnerstvo za zajedničko ulaganje u projekt geotermalne energije u Beču

OMV Grupa i WienEnergie osnovali su društvo za projektiranje, razvoj i upravljanje operacijama dubokog geotermalnog potencijala u Bečkom bazenu u Austriji. Ovaj zajednički pothvat nastavlja prethodnu suradnju dviju tvrtki u sklopu projekta GeoTiefWien.

Ovim zajedničkim pothvatom suradnja će se dodatno intenzivirati, a dvije tvrtke udružiti će svoju stručnost u istraživanju, razvoju i korištenju duboke geotermalne energije na širem području Beča. Obje tvrtke donose veliko iskustvo i tehničke vještine u svojim područjima stručnosti.

WienEnergie upravlja brojnim postrojenjima za proizvodnju topline i jednom od najvećih mreža centralnog grijanja u Europi. Do 2040. godine WienEnergie ima za cilj učiniti proizvodnju centralnog grijanja potpuno ugljično neutralnom. Geotermalna energija igra odlučujuću ulogu u tome. U suradnji s partnerima kao što je OMV, WienEnergie već dugi niz godina istražuje potencijal u bečkoj regiji i planira izgraditi prvu duboku geotermalnu elektranu u Aspernu već 2026. godine.

Kao globalno aktivna grupa, OMV donosi desetljeća iskustva u području geologije i geofizike, kao i tehnologije bušenja i proizvodnje. Korištenje duboke geotermalne energije navedeni je cilj Strategije OMV-a 2030. da u budućnosti osigura oblike energije s niskim udjelom CO₂. Krajem 2022. godine OMV



Izvor: ThinkGeoEnergy, rijeka Dunav u Beču

je izvijestio o završetku ispitivanja geotermalne proizvodnje iz stare bušotine prirodnog plina u Bečkom bazenu. 08.03.2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/joint-venture-formed-for-deep-geothermal-in-vienna-austria/>

Bušenje u odobalju se intenzivira, do 2025. očekuje se više od 200 milijardi dolara novih ulaganja

Sektor nafte i plina na moru (O&G) trebao bi ostvariti najveći rast u posljednjih deset godina u sljedeće dvije godine, s 214 milijardi dolara novih projektnih ulaganja. Istraživanje tvrtke Rystad Energy pokazuje da su godišnji greenfield kapitalni izdaci (capex) probili prag od 100 milijardi dolara 2022. i ponovno će ga premašiti 2023. godine – što je prvi puta u dvije uzastopne godine od 2012. i 2013. godine.

Budući da je globalna potražnja za fosilnim gorivima i dalje snažna, odobalje je ponovno u središtu pozornosti. Očekuje se da će aktivnosti na moru činiti 68% svih sankcioniranih konvencionalnih projekata ugljikovodika u 2023. i 2024., što je povećanje u odnosu na 40% u razdoblju 2015. – 2018. Usporedbe s tim razdobljem razborite su jer prethode pandemiji Covid-19 i povezanom padu cijena nafte. Kad je riječ o ukupnom broju projekata, odobalni projekti činit će gotovo polovicu svih sankcioniranih projekata u sljedeće dvije godine, što je povećanje u odnosu na samo 29% u razdoblju 2015. – 2018.

Ta nova ulaganja bit će blagodat za tržište offshore usluga, a potrošnja u lancu opskrbe porast će 16% u 2023. i 2024. godini, što je najveće povećanje u jednom desetljeću na godišnjoj razini od 21 milijarde dolara. Aktivnosti odobalnih platformi, plovila i FPSO-a trebale bi cvjetati.

Jedan od vodećih globalnih pokretača je znatna ekspanzija offshore aktivnosti na Bliskom istoku. Po prvi put, offshore proizvodnja u regiji nadmašit će sve ostale, potaknuta ogromnim projektima u Saudijskoj Arabiji, Kataru i UAE. Čini se da će se rast potrošnje na moru u tom području nastaviti barem sljedeće tri godine, sa 33 milijarde dolara ove godine na 41 milijardu dolara u 2025. godini. Te zemlje iskorištavaju svoje ogromne offshore resurse kako bi zadovoljile rastuću globalnu potražnju za naftom, potpomognutu potrebnim kapitalom i infrastrukturom kako bi nadmašile druge proizvođače.

Iako Bliski istok prednjači, Južna Amerika, Velika Britanija i Brazil tek malo zaostaju. Ulaganja u

Sjeverno more iz Velike Britanije i Norveške porast će u sljedeće dvije godine. Potrošnja na moru u Velikoj Britaniji trebala bi ove godine skočiti 30%, na 7 milijardi dolara, dok će norveška ulaganja dosegnuti 21,4 milijarde dolara, što je povećanje od 22% u odnosu na 2022. godinu. Predviđa se da će se brazilska uzlazna potrošnja ove godine približiti iznosu od 23 milijarde dolara, a ulaganja u Gvajanu iznose ukupno 7 milijardi dolara. U Sjevernoj Americi potrošnja na moru u SAD-u premašit će 17,5 milijardi dolara i 7,3 milijarde dolara u Meksiku.

Brazilski Petrobras planira rasporediti 16 FPSO-a na šest polja prije kraja ovog desetljeća, dok će rast gvajanskog bloka Stabroek također pridonijeti regionalnoj ekspanziji. U dugoročnim prognozama bliskostočni rast nastaviti će se, ako ne i ubrzati, dok će se potrošnja Južne Amerike usporiti u 2025.

08.03.2023.

<https://www.rystadenergy.com/news/offshore-is-back-more-than-200-billion-of-greenfield-investments-expected-by-2025>

Pad prodaje električnih vozila zbog zastoja subvencija i poreznih olakšica

Globalno tržište električnih vozila (EV) oporavlja se od jednog od najdramatičnijih kolapsa u mjesečnoj prodaji do sada, a istraživanje Rystad Energy pokazalo je da je u siječnju prodano samo 672.000 jedinica, gotovo polovica prodaje u prosincu 2022. i samo 3% povećanja na godišnjoj razini u odnosu na siječanj 2022. Tržišni udio EV-a među svim prodajama osobnih automobila također je pao na 14% u siječnju, što je znatno manje od 23% zabilježenih u prosincu.

Prodaja električnih vozila posljednjih je godina bila na relativno dosljednoj uzlaznoj putanji – osim razdoblja na koja su utjecala pitanja lanca opskrbe uzrokovana pandemijom Covid-19 – a značajan kolaps prodaje zabrinjavajuća je vijest za industriju. Porezne olakšice i državne subvencije do danas su ojačale tržište električnih vozila jer zemlje identificiraju elektrifikaciju voznog parka osobnih automobila kao temeljnu taktiku za ispunjavanje ciljeva nulte neto stope emisija, ali smanjenje ili ukidanje tih subvencija ove godine prigušilo je raspoloženje potrošača. Proizvođači automobila sada pokušavaju preokrenuti silaznu putanju i spasiti tržište 2023. godine.

Automobilsko tržište obično je ciklično, a prodaja je pogodena nakon što nova pravila o subvenci-

jama stupe na snagu početkom svake godine, nakon čega slijedi postupni oporavak. Međutim, rezovi u siječnju ove godine pogodili su jače nego inače, što je izazvalo ovaj dramatičan kolaps. Posljedice toga bit će dugotrajne i utjecat će na prodaju tijekom prvog tromjesečja godine, a potencijalno i do kraja 2023.

Subvencije za EV u mnogim europskim zemljama i kontinentalnoj Kini smanjene su početkom godine, a povratak bilo kakvog značaja vrlo je malo vjerojatan u bliskoj budućnosti. Jedna od nade za oporavak za globalne izgleda je američko tržište, koje tek započinje svoj put elektrifikacije i uvodi porezne olakšice zahvaljujući Zakonu o smanjenju inflacije. SAD je bio jedino veliko tržište koje je zabilježilo porast prodaje električnih vozila i tržišnog udjela na godišnjoj razini, iako je njegov doprinos globalnom ukupnom iznosu još uvijek relativno mali.

02.03.2023.

<https://www.rystadenergy.com/news/ev-sales-collapse-as-subsidies-and-tax-credits-come-to-an-abrupt-halt>

Zaljev južne Grčke postao važni kotačić u ruskom lancu opskrbe naftom

Samo nekoliko kilometara od obale Grčke milijuni barela ruske sirove nafte i goriva prebačeni su između tankera, što je jedno u nizu zaobilaznih rješenja koje su trgovci koristili za prevladavanje sankcija Europske unije protiv Moskve.

Najmanje 23 milijuna barela ruske sirove nafte i dodatne količine rafiniranih goriva prebačene su s jednog tankera na drugi u zaljevu Lakonikos od početka ove godine, prema praćenju tankera Bloomberg. Grčke vlasti kažu kako je njihov opseg intervencije ograničen jer se aktivnost odvija izvan granice od šest milja za teritorijalne vode zemlje u tom području.

Trgovci i brodarske tvrtke pronašli su mnoštvo načina kako osigurati protok ruske nafte i ovo je samo najnoviji primjer. Slična aktivnost bila je i u blizini Ceute, španjolske enklave na sjeveru Afrike. Niknula je i ogromna flota tankera u sjeni kako bi pomogla zemlji u nadvladavanju sankcija.

Prebacivanje tereta na moru – koje trgovci nazivaju prijenos brod-brod ili STS – zahtijeva nekoliko ključnih usluga kako bi se sigurno odvijalo. Poduzetima iz Europske unije dopušteno je pružati te usluge samo ako je teret na brodu kupljen po gornjoj granici cijene grupe sedam ili ispod nje. Vlada nije odmah bila dostupna da komentira koje provjere obavlja.



Izvor: Rigzone

Nakon što se teret zamijeni, tankeri za prihvat prevozit će naftu tisućama kilometara kupcima u Aziji.

Grčka je vodeća zemlja na svijetu koja posjeduje naftne tankere i kada je EU pregovarala o ograničenju ruskih cijena nafte, zemlja je bila među onima koji su se zalagali za veće pragove. Zemlja je također bila među onima koji su ustrajavali na slabijim ograničenjima transporta ruske nafte kada se raspravljalo o relevantnim mjerama.

Mnoga od uključenih plovila su stara i njihov status osiguranja nije jasan. Prosječna starost tankera uključenih u transfere sirove nafte izvan Grčke je 18 godina. Najstariji su izgrađeni 1997. godine. To se uspoređuje sa širom flotom tankera čija je prosječna starost oko 12 godina za veličinu plovila koje se najčešće koristi za prijevoz ruske sirove nafte.

Prijenosi s broda na brod sami po sebi nisu rizični, ali uključuju dva plovila koja plutaju u moru i ispumpavaju teret koji potencijalno opasan po zagađenja u moru.

U uvali se nalazi projekt zaštite morskih kornjača, dok obližnje ušće pruža hranilišta i uzgajališta za ptice.

Ranije ove godine, nakon što se otkrilo da se aktivnosti brod-brod odvijaju u blizini Ceute, španjolske vlasti poslale su pismo lokalnim tvrtkama za brodske usluge podsjećajući ih na zabranu pružanja usluga prekrcanja ako je to uključivalo rusku naftu, ili sumnju na rusku naftu, čak i u međunarodnim vodama. Glavna oporbena stranka pozvala je vladu na suzbijanje aktivnosti.

U pravilima EU-a navodi se da bi poduzeća trebala provoditi dubinsku analizu te provjeravati i prikupljati potvrde kojima se dokazuje da se naftni tereti kupuju u okviru gornje granice cijena. Tijela

bi također trebala provoditi provjere i kontrole nad poduzećima.

Tipične usluge za aktivnost uključuju pružanje usluge postavljanja bokobrana kako bi se izbjeglo oštećenje plovila ili okoliša, stručnjaka za raspored tereta, a ponekad i specijaliziranih pilota.

Kazne za kršenje zabranjenih aktivnosti sumale, djelujući samo djelomično destimulirajuće za vlasnike i tvrtke da ne sudjeluju u prekrcanju ruskih tereta.

23.02.2023.

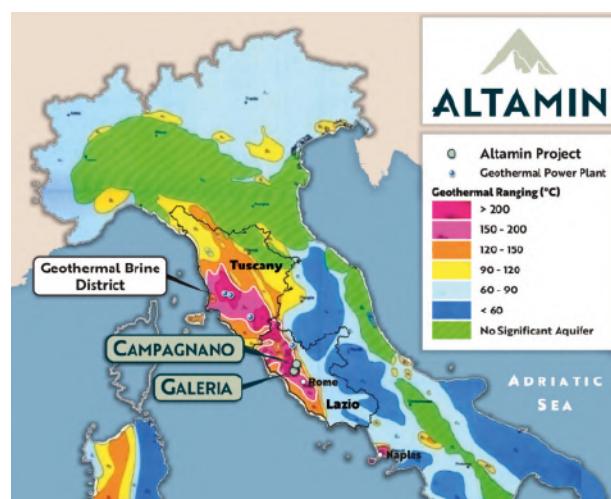
https://www.rigzone.com/news/wire/bay_off_southern_greece_becomes_cog_in_russia_oil_supply_chain-23-feb-2023-172136-article/

U regiji Lazio testirat će se tehnologija ekstrakcije litija

Britanska tvrtka Watercycle Technologies potpisala je sporazum s tvrtkom EnergiaMineralsSrl (Energia) koja posjeduje koncesije za geotermalna istraživanja u regiji Lazio u središnjoj Italiji. Geotermalna slana otopina u području istraživanja testirat će se pomoću vlastite tehnologije izravne ekstrakcije i kristalizacije litija (DLEC) vodenog ciklusa.

Energia je podružnica Altamin, rudarske tvrtke uvrštene na Australsku burzu. Početkom 2022. godine Altamin je dobio dvije dozvole za istraživanje (EL) u administrativnoj regiji Lazio. Te su licence, smještene u Cesanu, bile vrlo tražene zbog geotermalnih slanah otopina s velikim izgledima za ekstrakciju litija.

Patentirani proces filtracije vodenog ciklusa trenutno je u početnoj fazi u suradnji s tvrtkom CornishLithium na lokaciji tvrtke u Cornwall. DLEC proces može tretirati širok raspon tipova vode i već



Izvor: ThinkGeoEnergy

je dokazano da može selektivno ekstrahirati litij iz slane vode ispod površine.

Prema sporazumu, tvrtka Watercycle će testirati slane vode iz bušotine u Italiji kako bi odredio njezin sastav. Tvrtka će tada proizvoditi membrane prema određenom kemizmu vode. Zatim će se slane otopine tretirati DLEC procesom, nakon čega će se analizirati tokovi slane vode bogati litijem i tokovi slane vode iz koje je uklonjen litij.

Watercycle će također obraditi litijem bogatu otopinju da bi iz nje proizveo litijeve karbonatnih soli. To je ključna razlika u procesu Watercyclea u usporedbi s drugim standardnim izravnim procesima ekstrakcije litija. Ako test bude uspješan, Watercycle i Energia ispitat će potencijal za postavljanje testnog postrojenja. 22.02.2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/lithium-extraction-technology-to-be-tested-at-the-lazio-region-italy/>

Energean i Shell potpisali sporazum o smanjenju ugljikovih emisija u Egiptu

Egipatske podružnice Energeana i Shella potpisale sumemorandum o razumijevanju osmišljen kako bi podržao dekarbonizaciju i energetska tranziciju Arapske Republike Egipat, doprinoseći globalnim naporima protiv klimatskih promjena.

Energean će se nadovezati na svoje iskustvo u osmišljavanju rješenja za hvatanje i skladištenje ugljika (CCS) u iscrpljena ležištima kojim se bavi u Prinosu u Grčkoj već dugi niz godina.

Predloženo partnerstvo bavi se glavnim izazovom izvedivosti CCS-a, a to je sposobnost povezivanja tvrtki, znatnih onečišćivača ugljika, s odgovarajućom geološkom strukturom. Studija će se usredotočiti na dekarbonizaciju LNG terminala u Idkuu kojim upravlja Shell, hvatanjem i skladištenjem ugljičnog dioksida



Izvor: Rigzone

u iscrpljenom ležištu u offshore koncesiji Abu Qir kojom upravlja Energean. Budućim fazama razvoja omogućit će se takvom postrojenju da zbrinjava emisije iz drugih industrijskih onečišćivača (npr. gnojiva).

Nekoliko povezanih čimbenika stavlja Egipat u povoljan položaj kada je riječ o hvatanju i skladištenju ugljika (CCS). Naime, ima dobro karakterizirana ležišta iscrpljenih plinskih polja, pored kojih su suvremena proizvodna postrojenja. Zemlja ne samo da ima dovoljno infrastrukture, već i potrebno iskustvo. Osim toga, postoji potražnja globalnih tržišta i dionika za dekarboniziranim proizvodima molekularne energije. 20.02.2023.

https://www.rigzone.com/news/energean_and_shell_ink_egyptfocused_decarbonization_mou-20-feb-2023-172108-article/

ENI potpisao plinski sporazum s libijskom nacionalnom kompanijom vrijedan 8 milijardi dolara

Talijanski naftni i plinski div ENI i libijska Nacionalna naftna korporacija (NOC) potpisali su ugovor o proizvodnji plina vrijedan 8 milijardi dolara. Sporazum će trajati 25 godina i proizvodni kapacitet do 800 milijuna kubičnih metara plina dnevno.

Izvršni direktor Eni-ja Claudio Descalzi i izvršni direktor Nacionalne naftne korporacije Libije Farhat Bengdara složili su se o razvoju Structures A&E, strateškog projekta čiji je cilj povećanje proizvodnje plina za opskrbu libijskog domaćeg tržišta, kao i osiguranje izvoza u Europu.

Sporazum je potpisan u nazočnosti talijanske premijerke Giorgie Meloni i premijera libijske vlade Abdula Hamida Al-Dbeibaha.

Strukture A&E prvi je veliki projekt u zemlji od početka 2000-ih. Sastoji se od razvoja dvaju plinskih polja, odnosno geoloških struktura „A“ i „E“, koje se nalaze u ugovornom području D, u priobalnoj Libiji.

Kombinirana proizvodnja plina iz dviju polja započet će 2026. godine i dosegnut će plato od 750 milijuna standardnih plinskih kubičnih stopa dnevno. Proizvodnja će se osigurati kroz dvije glavne platforme vezane za postojeća postrojenja za obradu u kompleksu Mellitah. Projekt također uključuje izgradnju postrojenja za hvatanje i skladištenje ugljika u Mellitahu, što omogućuje značajno smanjenje ukupnog ugljičnog otiska, u skladu s ENI-jevom strategijom smanjenja emisija ugljika.



Izvor: Rigzone

ENI je izjavio da će ukupna procijenjena ulaganja iznositi 8 milijardi dolara sa znatnim učinkom na industriju i povezani lanac opskrbe, što bi omogućilo znatan doprinos libijskom gospodarstvu.

Eni je vodeći međunarodni proizvođač plina u Libiji, s udjelom od 80 posto nacionalne proizvodnje – 1,6 bscfd u 2022.

Tvrtka posluje u Libiji od 1959. godine i trenutno ima veliki portfelj imovine u istraživanju, razradi i proizvodnji. Poslovanje se vodi kroz zajedničku tvrtku Mellitah Oil and Gas koja je u vlasništvu 50-50 Eni i NOC. Prosječna proizvodnja vlasničkog kapitala iznosila je 165.000 barela ekvivalenta nafte dnevno u 2022. 31.01.2023.

https://www.rigzone.com/news/eni_pens_8_billion_gas_deal_with_libyas_noc-31-jan-2023-171915-article/

Značajno otkriće plina tvrtki ENI i Chevron u Egiptu

Talijanski ENI došao je do značajnog otkrića plina na istražnoj bušotini Nargis-1 koja se nalazi u koncesiji za odobalna područja Nargis, u istočnom Sredozemnom moru Egipta. Bušotina Nargis-1 raskrila je 200 stopa efektivne debljine plinom zasićenih oligo-miocenskih pješčenjaka a bušaća platforma StenaForthna-bušila ga je na dubini 300 metara. Prema talijanskoj tvrtki, otkriće se može razraditi povezivanjem sa postojećim postrojenjima ENI-ja.

Nargis-1 potvrđuje valjanost ENI-jevog fokusa na odobalje Egipta, kojeg će tvrtka dalje razvijati zahvaljujući nedavnoj dodjeli istražnih blokova North Rafah, North El Fayrouz, Northeast El Arish, Tiba i Bellatrix-Seti East.

Egipatska koncesija NargisOffshoreArea iznosi oko 445,000 hektara. Chevron je operater s udjelom od 45 posto, Enijeva podružnica IEOC Production

drži 45 posto, a Tharwa Petroleum Company SAE preostalih 10 posto udjela.

Eni je prisutna u Egiptu od 1954. godine, poslujući preko podružnice IEOC-a. Tvrtka je trenutno vodeći proizvođač u zemlji s vlasničkom proizvodnjom ugljikovodika od oko 350.000 barela ekvivalenta nafte dnevno.

U skladu sa strategijom nulte neto stope do 2050., ENI sudjeluje u nizu inicijativa usmjerenih na dekarbonizaciju egipatskog energetskog sektora, uključujući razvoj postrojenja za proizvodnju CCS-a, postrojenja za obnovljivu energiju i proizvodnje poljoprivrednih sirovina za biorafiniranje.

Drugo ENI-jevo nedavno otkriće je otkriće plina na pučini Cipra preko bušotine Zeus-1, bušene u bloku 6, 160 km od obale.

Zeus-1 naišao je na 344 stope efektivne debljine karbonata zasićenog plinom, a količine plina u ovom ležištu preliminarno se procjenjuje na između 2 i 3 bilijuna kubičnih stopa. Bušotina je izgrađena i testirana bušaćim brodom Tungsten Explorer. Rezultati testa uključuju u procjenu skupinu otkrića 'koji će potaknuti naknadne studije i operacije usmjerene na ubrzan razvoj bloka 6'.

Zeus-1 je treće uzastopno otkriće u bloku, nakon nalaza Cronos-1 i Calypso-1. Blokom upravlja ENICyprus s udjelom od 50 posto, a preostalih 50 posto udjela drži TotalEnergies. 16.01.2023.

https://www.rigzone.com/news/eni_chevron_make_significant_gas_discovery_off_egypt-16-jan-2023-171733-article/



Izvor: Rigzone

53 egipatska otkrića nafte i plina u 2022. godini

Egipat je svjedočio skoku svojih energetske rezervi u protekloj godini, s 53 nova otkrića nafte i plina, prema izvješću ministarstva nafte i mineralnih resursa te zemlje. Nova otkrića uključuju 42 naftne bušotine i 11 plinskih bušotina u zapadnoj pustinji, Sueskom zaljevu, Sredozemnom moru i delti Nila.

Najnovije otkriće plina u bloku Nargis dogodilo se u prosincu. Reuters je izvijestio kako otkriće ima 3,5 bilijuna kubičnih metara rezervi prirodnog plina. Ministar nafte i mineralnih resursa Tarek El-Molla izjavio je ranije ovog mjeseca kako se još uvijek procjenjuju količine plina iz Nargisa.

Također, Egipatska kompanija za prirodni plin pokrenula je međunarodni krug ponuda za istraživanje i eksploataciju nafte za 12 blokova u Sredozemnom moru i delti Nila.

El-Molla je 22. prosinca izjavio da je Egipat trebao uložiti ukupno 2,1 milijardu dolara u planove istraživanja nafte i prirodnog plina do 2025. godine. Rast egipatskog sektora nafte i plina u 2022. nije samo zahvaljujući otkrićima i dodatnim rezervama. Naime, ukupna proizvodnja svih naftnih derivata u Egiptu dosegla je 79,50 milijuna tona tijekom 2022. godine.

Tijekom godine proizvedeno je ukupno 27,80 milijuna tona sirove nafte i kondenzata, uz oko 50,60 milijuna tona prirodnog plina i 1,1 milijun tona butana, osim butana proizvedenog iz rafinerija.

Veća proizvodnja nafte dovela je do manjeg uvoza sirove nafte i nekih naftnih derivata. Tijekom 2022. potrošnja naftnih derivata povećala se za 6,20% na godišnjoj razini, na 81 milijun tona.

Štoviše, egipatski izvoz prirodnog plina iznosio je 8,40 milijardi dolara u 2022., što je porast prihoda od izvoza od 171% u usporedbi s 3,50 milijardi dolara u prethodnoj godini.

Najmnogoljudnija zemlja arapskog svijeta izvezla je 8 milijuna tona prirodnog plina tijekom 2022. godine, u usporedbi s oko 7 milijuna tona u prethodnoj godini.

Egipatska proizvodnja naftnih derivata iznosila je oko 79,5 MT u 2022., uključujući oko 50,6 MT prirodnog plina, 27,8 MT sirove nafte i kondenzata te 1,1 MT ukapljenog naftnog plina. 30.12.2023.

https://www.rigzone.com/news/egypt_makes_53_new_oil_and_gas_discoveries_in_2022-30-dec-2022-171572-article/

Ruski saveznik razmišlja o novim dobavnim pravcima opskrbe plinom

Srbija razmatra izgradnju dodatnih plinskih veza s obližnjim zemljama kako bi smanjila ovisnost o ruskim tokovima i pretvorila je u regionalno tranzitno čvorište. Srbija već gradi cjevovod s Bugarskom – koji bi trebao biti dovršen sljedeće godine – koji će omogućiti uvoz iz središnje Azije i terminala za ukapljeni prirodni plin na Mediteranu. Sada se također razmatra dodavanje veze sa Sjevernom Makedonijom, a možda i Albanijom, izjavio je ministar energetike i rudarstva.

Nacija balansira između kandidature za pristupanje Europskoj uniji, dok se suzdržava od prihvatanja sankcija protiv svog tradicionalnog saveznika Moskve. Istodobno, vlada se pridružuje međunarodnim naporima za diverzifikacijom opskrbe energijom iz Rusije, od koje dobiva gotovo sav plin.

Bespovratna sredstva EU plaćaju polovicu od 93 milijuna eura (99 milijuna dolara) troškova izgradnje spojnog cjevovoda s Bugarskom, a Srbija traži veću potporu Unije za dodatne prekogranične cjevovode koje bi ga mogle pretvoriti u važan tranzitni pravac.

Veza između Srbije i Sjeverne Makedonije procijenjena je na 80 milijuna eura. Cjevovod prema Albaniji ovisi o napretku te zemlje u razvitku planiranog LNG terminala na jadranskoj obali.

Ipak, duboke veze Srbije s ruskim Gazprom PJSC-om trebale bi se nastaviti. Gazprom prodaje gorivo u Srbiji kroz proširenje plinovoda TurkStream po nižim tržišnim cijenama. Osim toga, postrojba Gazprom suvlasnik je srbijanskog skladišta plina Banatski Dvor, a njegov naftni ogranak Gazprom Neft upravlja jedinom rafinerijom u Srbiji, NIS-om.



Izvor: Rigzone

Na tržištu nafte, zabrana EU za rusku sirovu robu poremetila je isporuke rafinerijskom NIS-u, čiji je jedini održivi opskrbni put kroz cjevovod u Hrvatskoj. Iako rafinerija prerađuje uglavnom naftu koja nije ruska još od prije rata u Ukrajini, vlada još uvijek razmatra dodavanje dodatnih opcija, poput novih veza. 19.12.2023.

https://www.rigzone.com/news/wire/russian_ally_mulls_more_gas_links_to_diversify_supply-19-dec-2022-171436-article/

Turska otkrila naftu vrijednu 12 milijardi dolara

Turska je otkrila 150 milijuna barela neto rezervi nafte čija se vrijednost procjenjuje na 12 milijardi dolara, navodi se u priopćenju turskog predsjednika Recepta Tayyipa Erdogana. To je jedno od 10 najboljih otkrića na kopnu 2022. godine. Vrijednost rezervi je približno 12 milijardi dolara“, kazao je Erdogan. Turski predsjednik dodao je kako Turska proizvodi 5.000 barela ‘vrlo kvalitetne nafte’ dnevno iz četiri bušotine u pokrajini Shirnak gdje je došlo do novog otkrića.

Prema agenciji Anadolu, Ankara kani povećati svoju dnevnu proizvodnju na 100.000 barela sljedeće godine, na stogodišnjicu Turske države. Turski predsjednik također je kazao kako se dnevna proizvodnja državne kompanije za naftu i plin Turkish Petroleum, koja je prije pet godina iznosila oko 40.000 barela, danas povećala na 65.000 barela.

„Dok su brojne kompanije za naftu i zemni plin bacale ručnik tijekom pandemije, Turkish Petroleum

ubrzala je svoje istraživačke i proizvodne aktivnosti. S još 34 otkrića samo u 2021. godini, dodali smo još 71 milijun barela našim sadašnjim rezervama“, rekao je Erdogan.

Jačajući napore Turske da postane važno regionalno energetske središte, 2020. najavljeno je otkrićem prirodnog plina u Crnom moru, čija bi proizvodnja trebala započeti sljedeće godine.

Također, Turska se pojavila kao novi put za opskrbu EU ruskom naftom putem projekta Plinsko čvorište. Naime, Ankara je udvostručila uvoz ruske sirove nafte od početka rata u Ukrajini krajem veljače. Nafta se naknadno prerađuje u Turskoj, a rafinirane naftne proizvode isporučuje u EU i SAD.

U međuvremenu, vijesti iz Turske o nafti i plinu, dvadeset i šest tankera s više od 23 milijuna barela nafte iz Kazahstana nije uspjelo proći bosporski i dardanelski tjesnac prošle srijede.

Plovni putovi su vitalne točke zastoja za protok sirove i druge robe iz Crnog mora. Kazahstanske vlasti procijenile su manje usporavanje trgovine.

Koncem prošlog mjeseca Turska je priopćila kako će tankeri u prolazu morati dostaviti pisma svojih osiguravatelja u kojima se dokazuje kako su pokriveni za navigaciju tjesnacima, kroz koje je u prošloj godini teklo gotovo 700 milijuna barela sirove nafte. Potez Turske bio je odgovor na sankcije Europske unije protiv Rusije kojima se zabranjuje osiguranje plovila ako nafta koju prevoze košta iznad 60 dolara po barelu. 14.12.2022.

https://www.rigzone.com/news/turkey_makes_oil_discovery_worth_12_billion-14-dec-2022-171377-article/

**IN
TER
WJU**



Vlado Vlašić, direktor tvrtke Podzemno skladište plina d. o. o.

Podzemno skladištenje plina ključna je djelatnost plinskog sustava i temelj sigurnosti i fleksibilnosti opskrbe hrvatskog tržišta plinom

Više je razloga zbog kojih za sugovornika intervjua u novom broju časopisa „Nafta i Plin“ imamo Vladu Vlašića, direktora tvrtke Podzemno skladište plina d. o. o., hrvatskog operatora sustava skladišta plina koji vodi, održava i razvija pouzdan i učinkovit sustav podzemnih skladišta prirodnog plina u Republici Hrvatskoj. Jedan od njih jest i činjenica nezapamćenog poremećaja na energetskom tržištu EU-a i svijeta kojemu smo svjedočili protekle godine, odnosno nestabilnosti i nepredvidivosti cijena te nesigurnosti dobavnih pravaca. Pritom su, kao i u ostatku EU-a, do osobitog izražaja došle posebna uloga i važnost zasad jedinoga hrvatskog podzemnog skladišta plina – onoga u Okolima.

Drugi povod za razgovor jest novi investicijski ciklus na izgradnji novoga podzemnog skladišta plina u Grubišnom Polju, koji je ta tvrtka pokrenula 21. veljače 2022. godine.

Treći, ne manje važan razlog za razgovor s direktorom Vlašićem bilo je obilježavanje 35 godina rada podzemnog skladišta plina u Okolima, koje je pušteno u rad 27. studenoga 1987. te je i danas temelj sigurnosti i fleksibilnosti opskrbe plinom u Republici Hrvatskoj.

■ **Protekla je godina zasigurno bila godina nestabilnosti, neizvjesnosti i nepredvidivosti energetskog tržišta Europe i svijeta, uvjetovanih ponajprije rusko-ukrajinskim ratom i s tim u svezi nezapamćenim rastom cijena tog energenta na tržištu i povećanim potrebama potrošača za plinom tijekom zimskih mjeseci. Podsjetimo da je Vlada RH početkom lipnja 2022. naložila HEP-u da kupi**



270 milijuna prostornih metara plina i pohrani ih u podzemno skladište u Okolima kako bi se osigurala kontinuirana opskrba plinom hrvatskih potrošača tijekom ogrjevnice sezone 2022./2023. Kako ocjenjujete uvjete rada i okolnosti u kojima su pred Okole postavljeni posebni zadaci. Jesu li oni s pozicija operatora sustava skladišta plina u RH potpuno ispunjeni?

Podzemno skladištenje plina ključna je i nezaobilazna tehnološka i poslovna djelatnost svakoga plinskog sustava, a podzemna skladišta plina temelj su sigurnosti i fleksibilnosti opskrbe. Republika Hrvatska trenutačno raspolaže jednim skladištem plina koje se nalazi u Okolima i ima svoju tržišnu i sigurnosnu ulogu u opskrbi plinom hrvatskih potrošača. Također, s ponosom možemo reći da se tijekom 35 godina rada PSP-a Okoli, ponajprije zahvaljujući pravodobnoj pripremi, kontinuiranom nadzoru i održavanju skladišnog sustava, nije dogodio nijedan ispad u radu koji bi doveo do problema u plinskom sustavu Republike Hrvatske,



Unatoč izazovima i nestabilnostima na energetsom tržištu Europe i svijeta, tvrtka Podzemno skladište plina protekle je godine potpuno ispunila sve obveze hrvatskog operatora sustava skladišta plina osiguravši stabilnost opskrbe prirodnim plinom.

odnosno svi nalozi korisnika skladišta uspješno su odrađeni, a tražene količine plina uskladištene su ili povučene. Godina 2022. bila je po mnogočemu specifična za rad plinskog sustava, a tako i PSP-a Okoli. Početkom 2022. godine plin se iz skladišta više od dva mjeseca povlačio maksimalnim kapacitetom povlačenja. Zatim je slijedio dulji period mirovanja, a onda je tijekom ciklusa utiskivanja, u kolovozu 2022., oboren povijesni rekord ukupno utisnute mjesečne količine plina. Kao što je cijela godina bila neuobičajena, takav je bio i njezin kraj kad smo na zahtjev korisnika, a zbog viška plina u plinskom sustavu RH, dana 28. prosinca 2022. promijenili smjer u utiskivanje. Sve ovo upozorava na to koliko je uloga operatora sustava skladišta plina bitna za sigurnost opskrbe potrošača i pouzdan rad plinskog sustava RH. Sa zadovoljstvom mogu potvrditi da smo, unatoč svim izazovima, i prošle godine potpuno ispunili sve svoje obveze hrvatskog operatora sustava skladišta plina.

- Skladište plina strateška je rezerva energije pri smanjenju ili prekidu dobave plina. Istodobno, s tehničkoga gledišta, skladište omogućava izvođenje radova na sustavu transporta plina i proizvodnim instalacijama bez negativnih posljedica za potro-

šače. U tehnološkom slijedu: proizvodnja – transport – skladište – potrošnja, podzemno skladište plina osigurava viši stupanj iskorištenja sustava i optimalan odnos proizvodnje i potrošnje. Upravo to su bili razlozi poslovne odluke menadžmenta INA-Naftaplina koji je prije četiri desetljeća donio odluku o gradnji podzemnog skladišta plina i time Hrvatsku stavio uz bok rijetkih zemalja svijeta (njih samo 13) koje su u to vrijeme imale tako složen rudarsko-tehnološki objekt. Jesu li dosadašnja iskustva rada skladišta ispunila očekivanja proizvođača, transportera i potrošača plina u RH?

Priča o PSP-u Okoli počinje 80-ih godina prošlog stoljeća kada se, zahvaljujući povećanju proizvodnje i potrošnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj, javila potreba za njegovim skladištenjem, jer je plina

Tijekom dosadašnjih 35 ciklusa utiskivanja u Okole je ukupno utisnuto više od 11,6 milijarda prostornih metara plina, a u 34 ciklusa proizvodnje povučeno je više od 11,1 milijarde m³ prirodnog plina.

bilo u izobilju. Puštanjem u rad skladišta u Okolima INA je u to vrijeme mogla optimizirati proizvodnju sa svojih plinskih polja te spremati višak plina proizveden ljeti odnosno u toplijem dijelu godine i vraćati ga u plinski sustav tijekom hladnijih mjeseca kad je potrošnja povećana. Sljedećih godina plinski se sustav RH dalje razvijao, a s tim su se i razvijali i povećavali skladišni kapaciteti. U skladu s regulativom EU-a, od 2014. godine djelatnost operatora skladišnog sustava postupno se otvarala tržištu tako da su već te godine cjelokupan radni volumen skladišta zakupili korisnici skladišnih kapaciteta. Međutim, stajalište EU-a (da se problem sigurnosti opskrbe prirodnim plinom može riješiti samo tržišnim mjerama i deregulacijom) pokazalo se pogrešnim, što je samo potvrdila kriza na energetskom tržištu Europe i svijeta, izazvana rusko-ukrajinskim ratom. Zahvaljujući odluci Vlade RH početkom lipnja 2022., kojom je HEP-u naloženo da kupi 270 milijuna prostornih metara plina i pohrani ih u podzemno skladište u Okolima, osigurana je kontinuirana opskrba plinom hrvatskih potrošača tijekom ogrjevnog sezone 2022./2023. Time se potvrdila možda i najvažnija uloga skladišta u plinskom sustavu, a to je sigurnost opskrbe. Izgradnja i puštanje u rad drugoga hrvatskog podzemnog skladišta plina u Grubišnom Polju bitno će pridonijeti sigurnosti opskrbe prirodnim plinom i još stabilnijem radu plin-

“ U posljednjih desetak godina na PSP-u Okoli izgrađen je sustav zbrinjavanja slojnih voda, obavljena rekonstrukcija i nadogradnja motokompresornice čime su ispunjene propisane emisije u okoliš, povećan kapacitet utiskivanja te je postignuta diversifikacija pogonskoga goriva. Uz to, napravljene su i dvije nove bušotine sa spojnim plinovodima.

skog sustava RH. Države koje su osigurale zalihe i imaju dovoljno svojega skladišnog kapaciteta, to jest rezerviranoga vlastitog plina, u mnogo su boljoj poziciji dogode li se krizne situacije poput ove uzrokovane ratom u Ukrajini.

- Osnivanjem tvrtke PSP i njezinim izdvajanjem iz Ine, Hrvatska se uskladila sa zakonskom regulativom i smjernicama EU-a koje nalažu razdvajanje pojedinih energetskih djelatnosti, a posebice djelatnosti transporta i skladištenja prirodnog plina od trgovine tim energentom. Početkom prosinca 2008., Inin Pogon PSP Okoli organizira se u društvo Podzemno skladište plina d.o.o., a već 30. siječnja 2009. potpisivanjem Ugovora o kupoprodaji





“Sustav skladištenja prirodnog plina funkcionira u skladu s najnovijim industrijskim standardima, što znači da se može nadograđivati i proširivati kako bi se povećala njegova funkcionalnost i pouzdanost rada.

100%-tnoga poslovnog udjela u društvu Podzemno skladište plina d.o.o. između Plinacra i Ine, Plinacro d.o.o. stječe 100%-tni vlasnički udio u tvrtki čija je osnovna djelatnost skladištenje prirodnog plina. Time je Podzemno skladište plina d.o.o. postalo nacionalni operator skladišnog sustava. Nove okolnosti na liberaliziranom tržištu nametnule su nužnost ulaganja u modernizaciju i dogradnju postrojenja u Okolima. Koja su bila glavna investicijska ulaganja u Okolima i što im je bila zadaća?

Premda je svih proteklih godina skladište besprijekorno funkcioniralo, zub vremena, a osobito nove okolnosti na liberaliziranom tržištu nametnuli su nužnost ulaganja u modernizaciju i dogradnju postrojenja u Okolima odnosno ulaganja u investicijske projekte. Spomenuo bih neke od projekata koji su završeni u posljednjih desetak godina. Izgrađen je sustav za zbrinjavanje slojnih voda, obavljena rekonstrukcija i nadogradnja motokompresornice čime su zadovoljene propisane emisije u okoliš, povećan kapacitet utiskivanja i postignuta diversifikacija pogonskoga goriva. Zatim, izgrađene su dvije nove bušotine (Ok-62 i Ok-63) sa spojnim plinovodima, što je znatno poboljšalo radne karakteristike PSP-a Okoli. Ugrađen je i novi ulazno-izlazni separator plina većeg kapaciteta, a to utječe na kvalitetu plina

koju moramo zadovoljiti prema Mrežnim pravilima ulaza u transportni sustav.

Trenutačno je glavina investicijskih aktivnosti usmjerena na izgradnju novoga podzemnog skladišta plina u Grubišnom Polju. Glavna zadaća PSP-a Grubišno Polje bit će pokrivanje vršnih potreba za plinom u plinskom sustavu RH tijekom sezone grijanja, odnosno potpora pri povlačenju plina iz sezonskog skladišta PSP Okoli. Njegovom izgradnjom povećat će se fleksibilnost hrvatskoga plinoopskrbnog sustava i sigurnost opskrbe plinom u RH. O važnosti tog projekta govori i podatak da se izgradnja novog skladišta plina u Grubišnom Polju nalazi na listi strateških investicijskih projekata RH te je u skladu sa Strategijom energetskog razvoja RH do 2030. s pogledom na 2050.

■ **Koliko je ciklusa utiskivanja plina, odnosno ciklusa proizvodnje bilo u proteklih 35 godina rada Podzemnog skladišta plina Okoli te koliko plina je ukupno utisnuto u Okole, odnosno koliko su Okoli ukupno proizveli plina? Kolike su najviše dnevne količine utiskivanja, a kolike proizvodnje zabilježene u dosadašnjem radu skladišta?**

U proteklih 35 godina rada PSP-a Okoli završeno je 35 ciklusa utiskivanja. Trenutačno radimo u 35. ciklusu povlačenja koji je, radi sigurnosti opskrbe i provedbe Vladine Uredbe o uklanjanju poremećaja na domaćem tržištu energije, produljen do 13. svibnja 2023. Poslije toga trebao bi početi 36. ciklus utiskivanja. Tijekom spomenutih 35 ciklusa utiskivanja u Okole je ukupno utisnuto 11.652.737.325 prostornih metara plina, dok je u 34 ciklusa povlačenja (ne računajući ovaj posljednji koji je još u tijeku) ukupno

“Trenutačno su, nakon provedena natječaja, svi skladišni kapaciteti podzemnog skladišta plina Okoli rasprodani do 2027. godine.



povučeno 11.106.411.100 m³ prirodnog plina. Drugim riječima, kroz postrojenje PSP-a Okoli prošla su čak 22.759.148.425 m³ plina. Najviše u jednom danu utisnuto je dana 17. lipnja 2017., kad je utisnuta količina od $Q_{\text{utdn}} = 4.074.295 \text{ m}^3$ plina, a tijekom dosadašnjih 35 godina rada rekordna količina povlačenja u jednom danu ostvarena je dana 21. prosinca 2009., kad su povučena $Q_{\text{povdn}} = 6.474.853 \text{ m}^3$ plina.

■ **Donošenjem Zakona o tržištu plina 2014. godine skladište se tržišno orijentiralo i umjesto dotadašnjega jednog korisnika, otad ih je više. Tko su sve bili korisnici skladišta plina u Okolima i tko su to danas?**

S obzirom na to da je hrvatsko plinsko tržište potpuno liberalizirano, svi podaci o zakupcima skladišnih kapaciteta, njihovu broju i zakupljenim kapacitetima utječu na tržišnu utakmicu. Stoga se smatraju poslovnom tajnom i ne smijemo ih iznositi u javnost. Međutim, s ponosom možemo istaknuti da su opskrbljivači tržišta prepoznali važnost zakupa naših skladišnih kapaciteta i napore koje PSP konstantno ulaže kako bi unaprijedio svoje usluge pa ih je tako u svakome novom regulatornom razdoblju sve više. Trenutačno su, nakon provedena natječaja, svi naši skladišni kapaciteti rasprodani do 2027. godine.



“ Implementiranjem novih tehnologija, Okoli su spremno dočekati liberalizaciju tržišta plina 2014., a opskrbljivači tržišta prepoznali su važnost zakupa skladišnih kapaciteta i napore koje PSP konstantno ulaže kako bi unaprijedio svoje usluge.





“Tvrтка Podzemno skladište plina dosad je u realizaciju projekta PSP-a Grubišno Polje uložila oko 33 milijuna eura. Od tog iznosa na fazu istražnih radova odnosi se oko 7,3 milijuna eura, a ostatak na izgradnju objekata prve faze projekta. Predviđamo da će sličan iznos biti potreban i za realizaciju druge faze pa možemo reći da je ukupna vrijednost projekta oko 70 milijuna eura.

■ Zbog potrebe apsolutne raspoloživosti podzemnog skladišta plina tijekom obaju ciklusa rada, nužno je obavljati kvalitetno redovito održavanje polja i postrojenja. Koji se servisni radovi na održavanju obavljaju u zimskim mjesecima, a koji tijekom ljeta?

Proces skladištenja zbiva se neprekidno: 24 sata, 365 dana u godini. Upravo stoga, da bi skladište u svakom trenutku bilo raspoloživo, nužno je kvalitetno održavanje. S obzirom na to da skladište radi u dva ciklusa, logično je da se redoviti servisi i remontu obavljaju na dijelu postrojenja koji ne radi, a drugom dijelu godine servisira se onaj dio koji tad prestaje sa radom. Tako se u zimskom razdoblju, tijekom ciklusa povlačenja, obavlja godišnji remont kompresorske stanice (motokompresorskih jedinica i elektrokompresora) i njihovih dijelova, a za vrijeme ciklusa utiskivanja servisira se dio postrojenja koji radi u ciklusu povla-

čenja. Između ciklusa, dvaput na godinu postrojenje miruje oko 4 dana jer se tad obavljaju redovita hidrodinamička mjerenja. Rezultati tih mjerenja nužni su za ispitivanje i provjeru stanja bušotina i ležišta – ključnih elemenata naše djelatnosti.



“**Novo podzemno skladište plina Grubišno Polje izgradit će se u neiscrpljenom ležištu. Stoga prva faza podrazumijeva privođenje plinskog ležišta u proizvodnju, a to će se ostvariti s pomoću dviju postojećih bušotina.**

- **Zbog složenosti tehnologije skladištenja plina potrebni su kvalitetan nadzor i pouzdano upravljanje procesom, objektima i uređajima. Kako se nadzire rad podzemnog skladišta plina, odnosno što sve čini taj sustav?**

Sustav nadzora i upravljanja tehnološkim procesom rada bušotinskih platforma (od PF-1 do PF-6) provodi se lokalno, s pomoću računala iz upravljačkih prostorija koje su smještene na platformama, kao i daljinski, iz kontrolne sobe u pogonskoj zgradi postrojenja PSP-a Okoli. U kontrolnoj sobi prate se svi parametri procesa (tlak plina, protok, temperatura i dr.) svih dijelova postrojenja i, ako je to potrebno, mogu se klikom miša zatvoriti odnosno otvoriti bušotine te dijelovi postrojenja.

U pogonskoj zgradi koja se nalazi u krugu postrojenja PSP Okoli ugrađen je nadzorno-upravljački sustav, baziran na kontrolerima ABB 800xA. S njima su povezani PLC-ovi svih motokompresorskih jedi-

nica i elektrokompresorske jedinice pa se njima, kao i većinom opreme i uređaja, može upravljati preko DCS-a, izravno iz kontrolne sobe.

Sustav čine i dva serverska računala, dva klijentska računala te PLC-ovi za upravljanje regeneracijama. Rekonstrukcija upravljačkog sustava počela je prije dvije godine kada je instalirana i nova verzija softvera koja omogućava najbolji način konfiguracije sustava i prikaza podataka, upravljanja postrojenjem i nadzora nad njegovim radom te potpuno zadovoljava sve uvjete kibernetičke sigurnosti sustava procesne mreže. Rekonstrukcija je još u tijeku, a završetak radova predviđen je polovicom sljedeće godine.

Uz navedeno, važno je da sustav funkcionira u skladu s najnovijim industrijskim standardima, da se može, prema potrebi, nadograđivati i proširivati te da podigne razinu funkcionalnosti i sigurnosti u radu.

“**Budući da predviđamo kako će primarna proizvodnja plina iz originalnog ležišta trajati tri do četiri godine, a uzevši u obzir vrijeme potrebno za izgradnju ili nadogradnju objekata druge faze projekta, puštanje u rad novoga podzemnog skladišta plina Grubišno Polje planiramo za 2027. godinu.**





Suradnici direktora Vlašića: Gracijan Krklec, Martina Deak, Laslo Farkaš-Višontai i Bruno Ernečić

Planirani radni volumen novoga podzemnog skladišta plina Grubišno Polje jest 117 milijuna prostornih metara, s najvećim kapacitetom povlačenja plina iz skladišta od 100.000 m³ na sat te najvećim kapacitetom utiskivanja od 70.000 m³ na sat.

■ Pri procesu skladištenja plina postoji opasnost od plina kao eksplozivnog medija, visokih tlakova te ostalih procesnih medija. Zbog toga se već kod projektiranja postrojenja primjenjuju visoki standardi zaštite i moderna tehnološka rješenja. Možete nam nešto više reći o tehničkoj zaštiti, zaštiti na radu te zaštiti okoliša?

U tvrtki Podzemno skladište plina d. o. o., a osobito na našem postrojenju u Okolima prepoznali smo rizike tehnoloških procesa utiskivanja i povlačenja plina na svim tehnološkim dijelovima podzemnog skladišta pli-

■ Premda je volumen novog skladišta plina Grubišno Polje, u usporedbi sa skladištem u Okolima, malen, njegove će velike prednosti biti prilagodljivost ciklusa rada i veći izlazni kapacitet, odnosno mogućnost povlačenja većih količina plina u kraćem razdoblju.

na. Dosadašnjim sustavnim praćenjem rizika i utjecaja poslovnih aktivnosti na zdravlje i sigurnost zaposlenika i okoliša te poduzimanjem preventivnih mjera radi sprječavanja ili smanjenja nepoželjnih utjecaja na zdravlje, sigurnost i okoliš prihvaćamo i provodimo zakonom propisane norme, istodobno određujemo više kriterije te sustavno nadziremo stanje poslovnih aktivnosti. Također, u svakom trenutku provodimo sve zakonske propise koji se odnose na sprječavanje velikih nesreća i ograničavanje njihovih posljedica, primjenjujemo najbolje raspoložive mjere i prakse za siguran tijek procesa na postrojenju, kontinuirano procjenjujemo rizike od provedenih i planiranih aktivnosti, redovito održavamo opremu i postrojenje i stručno osposobljavamo zaposlenike, a sve kako bi se rizik od velikih nesreća koje uključuju opasne tvari snizio na najmanju moguću mjeru.

■ S obzirom na to da se podzemno skladište plina u Grubišnom Polju, za razliku od onoga u Okolima, gradi u plinskom ležištu koje nikad nije crpljeno, što je sve prethodno trebalo napraviti?

Plinsko ležište Grubišno Polje otkriveno je 90-ih godina prošlog stoljeća i dosad nije privedeno u proizvodnju. Razlozi tomu bili su uglavnom tehničko-ekonomski: relativno malene pridobive rezerve i sastav ležišnog plina koji je nestandardne kvalitete zbog povećane količine dušika. Zato se projekt izgradnje novoga podzemnog skladišta plina izvodi u dvije glavne faze: crpljenje plina iz originalnoga plinskog ležišta te, u drugoj fazi, prenamjena tog ležišta za potrebe skladištenja plina. Sukladno tomu ishodili smo i lokacijsku dozvolu koja predviđa etapnu gradnju u pet etapa. Građevinske dozvole ishođene su za prve tri etape gradnje koje obuhvaćaju prvu fazu projekta. Svi naftno-rudarski objekti namijenjeni radu u toj fazi već su izgrađeni, a njihovo puštanje u rad i početak pridobivanja plina iz ležišta planiramo tijekom svibnja ove godine. Druga faza projekta slijedit će nakon što se iscrpi plin iz ležišta, okvirno za tri ili četiri godine. Premda, pripreme za tu fazu počinjemo već i ove godine, usporedo s crpljenjem ležišta.

■ **Odlukom Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja Projekt izgradnje podzemnog skladišta plina Grubišno Polje uvršten je na listu strateških investicijskih projekata Republike Hrvatske kao energetska objekt iznimne važnosti za sigurnost opskrbe prirodnim plinom potrošača cijele Hrvatske. Projekt će se realizirati u dvije faze. Što je predviđeno napraviti u prvoj fazi realizacije projekta?**

Kao što smo već istaknuli, novo podzemno skladište plina planira se izgraditi u prethodno neiscrpljenom ležištu. Stoga prva faza zapravo podrazumijeva privođenje plinskog ležišta u proizvodnju. To će se ostvariti s pomoću dviju postojećih bušotina koje su napravljene u istražnoj fazi 90-ih godina prošlog stoljeća. Naša tvrtka remontirala ih je 2014. i 2015. godine te dodatno ispitala 2018. Tijekom prošle godine izgrađeni su: nadzemno postrojenje, to jest plinske stanice za pripremu pridobivenog plina za transport, priključni plinovodi od plinske stanice do svake bušotine te spojni plinovodi od plinske stanice do transportnog sustava (Plinacrovo magistralnog plinovoda Virovitica – Kutina), kao i priključni čvor na tom plinovodu.

■ **Druga faza projekta uključit će nadogradnju sustava i postrojenja te formiranje podzemnog skladišta plina u (djelomično) iscrpljenome plinskom ležištu. Koji će se objekti raditi u okviru druge faze projekta i u kojim rokovima?**

“ **Novo skladište plina Grubišno Polje povećat će ukupnu fleksibilnost plinoopskrbnog sustava Republike Hrvatske, posebice tijekom proljeća i jeseni, kada su velike fluktuacije u potražnji plina na koje postojeće sezonsko skladište PSP Okoli ne može potpuno odgovoriti.**

Najveći zahvat druge faze projekta svakako će biti izrada novih bušotina, koje će se rabiti kao radne (utisno-povlačne) bušotine za potrebe rada podzemnog skladišta plina, i njihovo spajanje na glavno nadzemno postrojenje, odnosno na plinsku stanicu koju smo već izgradili u prvoj fazi. Također, u skladu s provedbom radova nadograđivat će se i širiti pojedini dijelovi postrojenja. Valja istaknuti da će svi objekti izgrađeni u prvoj fazi projekta imati svoju funkciju i u drugoj fazi. Budući da predviđamo kako će primarna proizvodnja plina iz originalnog ležišta trajati tri do četiri godine, a uzevši u obzir i vrijeme potrebno za izgradnju ili nadogradnju objekata druge faze projekta, puštanje u rad novoga podzemnog skladišta plina planiramo za 2027. godinu.

■ **Hoće li se za potrebe skladištenja plina izbušiti i opremiti nove bušotine s bušotinskim krugovima. Ako da, koliko bi se novih bušotina trebalo izraditi i tko bi bio izvođač tih radova?**

Jest, predviđena je izrada novih bušotina. Koliko će ih biti ovisi o prirodnim karakteristikama ležišta, ali i o željenim i planiranim radnim karakteristikama budućeg skladišta plina. Na temelju trenutnih spoznaja o karakteristikama ležišta, planiranomu radnom volumenu i kapacitetima utiskivanja i povlačenja plina u skladište i iz njega, planirana je izrada do najviše osam novih radnih bušotina. S obzirom na opseg tog dijela projekta te njegovu i tehnološku i na financijsku zahtjevnost, izrada novih bušotina svakako će se ponuditi putem javnog natječaja najpovoljnijem ponuditelju. Nadamo se da će natječaj privući i domaće ponuditelje.

■ **Koliki će biti kapacitet plinskog ležišta u Grubišnom Polju, očekivani radni volumen skladišta plina te kolika će biti maksimalna dnevna, odnosno godišnja proizvodnja?**

Prema prihvaćenom Projektu razrade i eksploatacije za podzemno skladište plina na eksploatacijskom polju za podzemno skladištenje plina „Grubišno Polje“, planirani radni volumen novoga podzemnog skladišta plina jest 117 milijuna prostornih metara, s najvećim kapacitetom povlačenja plina iz skladišta od 100.000 m³ na sat te najvećim kapacitetom utiskivanja od 70.000 m³ na sat. Dnevne i godišnje količine plina pri utiskivanju i povlačenju ovisit će o komercijalnim aspektima rada skladišta te potrebama korisnika, odnosno zakupaca kapaciteta.

■ **Tko su izvođači radova na ovome zahtjevnom rudarskom projektu, koji su radovi dosad obavljeni, odnosno koji su objekti dovršeni?**

Nakon provedena javnog nadmetanja, izgradnja nafno-rudarskih objekata i postrojenja prve faze projekta povjerena je zajednici ponuditelja koju čine tvrtke MONTER Strojarske Montaže d. d. iz Zagreba i S.C.A.N. d. o. o. iz Zagreba (s njihovim podizvođačima). Ugovoreni rok za izgradnju postrojenja bio je 12 mjeseci, što je i ispunjeno, tj. uspješno su završeni svi građevinski, strojársko-montažni, elektroenergetski, instrumentalni, geodetski i ostali popratni radovi. Trenutačno smo u fazi završnih ispitivanja postrojenja i priprema za njegovo puštanje u rad te početak probne eksploatacije plina iz ležišta, što očekujemo u svibnju ove godine.

■ **Podzemno skladište plina Grubišno Polje, zasigurno će povećati ukupnu fleksibilnost plinoopskrbnog sustava RH, posebice tijekom proljeća i jeseni kad su velika odstupanja u potražnji plina na koje postojeće sezonsko skladište PSP Okoli ne može potpuno odgovoriti. Što nam možete reći o tome?**

Tvrtka Podzemno skladište plina nacionalni je operator sustava skladišta plina, a puštanjem u rad novoga podzemnog skladišta plina u Grubišnom Polju dobit ćemo upravo to – sustav skladišta plina. Postojeći PSP Okoli i novi PSP Grubišno Polje djelovat će komplementarno i u sustavu i na tržištu. Pritom će svako skladište iskoristavati svoje komparativne prednosti, a zajedno će djelovati sinergijski. Time će i tvrtka PSP d.o.o. zasigurno moći svojim korisnicima ponuditi kvalitetniju uslugu, a i pojedine nove tržišne proizvode i usluge. A s obzirom na to da PSP d. o. o. potpuno upravlja sustavom skladišta plina i zadovoljava nominacije svojih korisnika, oni se neće morati brinuti ni opterećivati gdje se, to jest u kojem skladištu fizički nalazi njihov plin.

“Zelena energetska tranzicija i odmak od uporabe fosilnih goriva neće se dogoditi preko noći. Svjesni smo da će se skladištenje plina, kao elementaran dio trenutačne „fosilne“ plinske infrastrukture, pretvoriti u ključan dio vodikove „zelene“ energetske infrastrukture.

■ **Novo podzemno skladište plina u Grubišnom Polju kapacitetom je znatno manje od skladišta u Okolima. U čemu je njegova važnost i kako će ono pridonijeti sigurnosti opskrbe plinom u Hrvatskoj?**

Radni volumen novoga podzemnog skladišta plina iznositi će tek nešto više od četvrtine radnog volumena PSP-a Okoli, tako da je točno kako se puštanjem u rad PSP-a Grubišno Polje neće znatnije povećati ukupan radni volumen hrvatskoga skladišnog sustava. No, dosadašnja iskustva tijekom proteklih 35 godina rada PSP-a Okoli, kao i analize potreba tržišta za novim kapacitetima upućuju na to da je u ovom trenutku korisnicima važnija fleksibilnost sustava, koja se očituje većim utisnim, a osobito povlačnim kapacitetima – i satnim i dnevnim, a kako bi mogli zadovoljiti vršne potrebe i zahtjeve. Povećanje dostupnoga radnog volumena korisnicima je tek na drugome mjestu. No, to ne znači da tvrtka Podzemno skladište plina u budućem razdoblju neće planirati daljnje proširenje sustava skladišta plina koje bi bilo orijentirano i prema većemu radnom volumenu.

■ **Iz kojih će se pravaca skladište u Grubišnom Polju puniti plinom, odnosno odakle će se nabavljati plin za skladištenje?**

To pitanje nije u domeni rada i odgovornosti tvrtke Podzemno skladište plina. Plin koji se utiskuje, tj. skladišti u našem sustavu preuzima se iz plinskoga transportnog sustava kojim upravlja tvrtka Plinacro. A vjerujem da je općepoznato kako se plin u naš nacionalni transportni sustav dobavlja iz proizvodnje s domaćih plinskih polja u kontinentalnoj Hrvatskoj i s plinskih proizvodnih platforma na Jadranu, kao i iz uvoza, putem interkonekcija s drugim državama (zasad Slovenijom i Mađarskom) kojima upravlja tvrtka Plinacro upravlja te LNG terminala na otoku Krku. Iz kojega će od tih dobavnih pravaca plin fizički stići na utiskivanje u skladište doista je teško reći jer to ovisi



o brojnim parametrima protoka plina u sustavu koji se mijenjaju i na dnevnoj bazi.

■ **Kolika je ukupna vrijednost projekta – prve i druge faze, odnosno koji su radovi najzahtjevniji?**

Tvrtka Podzemno skladište plina dosad je u realizaciju projekta PSP-a Grubišno Polje uložila oko 33 milijuna eura. Od tog iznosa na fazu istražnih radova odnosi se oko 7,3 milijuna eura, a ostatak na izgradnju objekata prve faze projekta. Predviđamo da će otprilike sličan iznos biti potreban i za realizaciju druge faze projekta pa možemo reći da je ukupna vrijednost projekta oko 70 milijuna eura.

■ **Koje koristi od projekta može očekivati lokalna zajednica?**

Lokalna zajednica, a tu ponajprije mislim na grad Grubišno Polje, ali i cijelu Bjelovarsko-bilogorsku županiju, od projekta ima direktnu korist u obliku naknada koje je tvrtka PSP d.o.o., prema zakonskoj regulativi, dužna plaćati za tzv. rudnu rentu odnosno za proizvedene količine plina iz ležišta. Također, plaćamo naknadu i za površinu koju smo zauzeli na području odobrenog eksploatacijskog polja. U budućnosti, kad projekt bude završen, otvorit će se nova radna mjesta na području grada, njih 10-ak. Siguran sam da će realizacija projekta izgradnje podzemnog

skladišta plina omogućiti bolje uvjete za život na području grada Grubišnog Polja, ali i privući ulagače iz drugih grana gospodarstva da ulažu na tom području.

■ **Naposljetku, recite nam nešto o budućnosti skladišta u smislu zelene energetske tranzicije – skladištenja vodika, CO₂?**

Tvrtka PSP kontinuirano ulaže napore u pronalaženje tehničkih rješenja koja bi omogućila veću energetska učinkovitost postojećeg postrojenja i postizanje dodatnih ušteda pri potrošnji energije. Zelena energetska tranzicija i odmak od uporabe fosilnih goriva proces je koji se neće dogoditi preko noći, ali znamo da je neizbježan i definiran kao osnovni segment energetske strategije EU-a. Premda je opcija skladištenja vodika u iscrpljenim plinskim i naftnim ležištima zasad još u fazi tehničke validacije, svjesni smo da će se, prije ili poslije, skladištenje plina, kao elementarni dio trenutačne „fosilne“ plinske infrastrukture, pretvoriti u ključni dio vodikove „zelene“ energetske infrastrukture. Prema dostupnim informacijama, trenutačno se u svijetu provode ispitivanja i pilot-projekti. Jednog dana, kad tehnologija bude dokazana i prihvaćena, može se razmatrati proširenje djelatnosti i na neki oblik skladištenja vodika. O skladištenju ugljičnog dioksida zasad još nismo aktivno razmišljali premda ni tu mogućnost ne isključujemo.

Razgovarala: Stefanija Novak-Zoroe



STILTU

ONNI

BRANDU

VI

Aktivnosti Ine u istraživanju plina u Hrvatskoj

INA gas exploration activities in Croatia

Josip Bubnić
MOL Plc.
josbubnic@mol.hu

Tomislav Baketarić
INA Industrija nafte, d.d.
tomislav.baketaric@ina.hr

Goran Jović
INA Industrija nafte, d.d.
goran.jovic@ina.hr



Ključne riječi: istraživanje plina, Panonski bazen, Jadran

Keywords: gas exploration, Pannonian Basin, Adriatic

Sažetak

Trenutna energetska kriza zahtijeva velike promijene u dobavnim pravcima plina što negativno utječe na sigurnost opskrbe u EU. Samim time domaća proizvodnja plina dobiva sve veći strateški značaj. Udio domaće proizvodnje plina u energetskom miksu RH godinama se smanjuje zbog prirodnog pada proizvodnje zrelih polja. Iako su i Panonski bazen i sjeverni Jadran visoko istraženi bazeni, INA kontinuirano provodi istražne aktivnosti. U posljednje tri godine, uz otkriće plina Severovci-1 u Podravini, bušotinom Irena-2 potvrđeno je otkriće plina na Jadranu. Također, INA je 2020. pokrenula novi istražni ciklus na kopnu radovima na istražnim koncesijama Drava-03 i SZH-01. Istražni radovi baziraju se na upotrebi novih tehnologija koje bi trebale znatno povećati šanse za uspjeh u istraživanju plinskih ležišta. U prvoj fazi snimljeno je 750 km² nove visokokvalitetne 3D seizmike upotrebom bežične tehnologije koja je omogućila gušće uzorkovanje podzemlja te povećanje vertikalne i prostorne rezolucije. Tako snimljeni podatci bili su pogodni za primjenu naprednih interpretacijskih metoda koje se temelje na direktnim indikacijama ugljikovodika te je njihovom upotrebom generiran

značajni istražni portfelj. Definirano je 5 bušotina koje će biti izrađene u 2023. i 2024. te postoji mogućnost za izradu još nekoliko u drugoj istražnoj fazi. Također nastavlja se intenzivna kampanja bušenja na sjevernom Jadranu kojom se kroz kombinaciju razradnih i potvrđnih bušotina planira preokrenuti trend pada proizvodnje jadranskih plinskih polja. Očekuje se da bi navedene aktivnosti mogle značajno povećati domaće plinske resurse te olakšati energetska krizu i tranziciju u RH.

Abstract

The current energy crisis requires major changes in gas supply routes, which negatively affects the security of supply in the EU. As a result, domestic gas production is gaining more and more strategic importance. The share of domestic gas production in the energy mix of the Republic of Croatia has been decreasing for years due to the natural decline in the production of mature fields. Although both the Pannonian basin and the northern Adriatic are highly explored basins, INA continuously carries out exploration activities. In the last three years, besides Severovci-1 gas discovery in Podravina area, gas resources were appraised with Irena-2 well on Adriatic. In addition, INA started a new onshore exploration cycle in 2020 by signing PSA for exploration concessions Drava-03 and SZH-01. Exploration activities are utilizing new advanced technologies which should increase chance of success in exploring

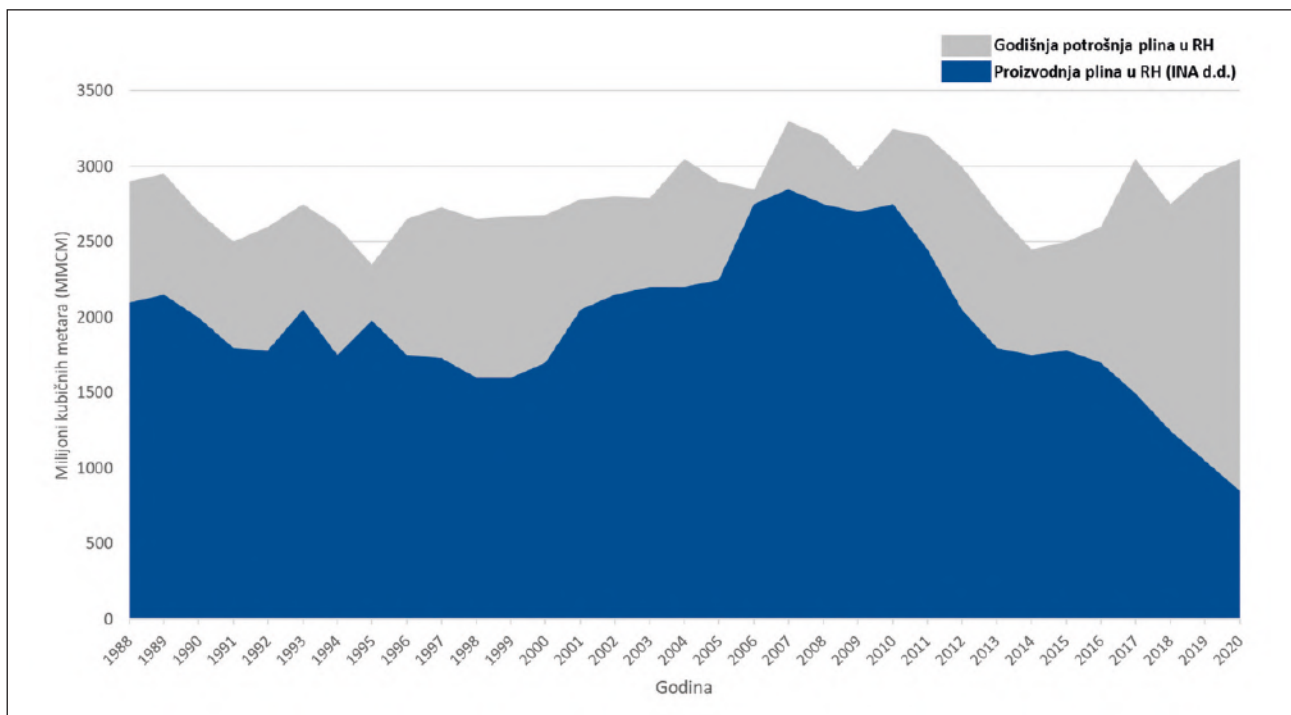
gas reservoirs. In the first phase 750 km² of new high-quality 3D seismic was acquired using wireless technology, enabling high density subsurface sampling and increase of both vertical and spatial resolution of the data. High density data was suitable for advanced direct hydrocarbon indicators (DHI) interpretation techniques thus allowing significant exploration prospect portfolio generation. So far, 5 wells have been selected for drilling in 2023 and 2024, and optionally few more wells could be drilled in the second exploration phase. Also, the extensive drilling campaign in the northern Adriatic is continuing with a combination of development and appraisal wells planning to reverse the trend of declining production of Adriatic gas fields. It is expected that those activities could significantly increase domestic gas resources facilitating energy crisis and transition in the Republic of Croatia.

Uvod

Trenutna energetska kriza u Europi uzrokovana je nedostatkom dostupne energije, povećanom cijenom energije i energenata te sve većom ovisnosti o izvorima energije izvan EU. Posljednjih godina EU je postala sve više ovisna o stranim konvencionalnim izvorima energije, posebice iz Rusije, koja je bila glavni izvor i smjer dobave plina za mnoge zemlje u Europi. Političke tenzije između Rusije i mnogih zemalja u Europi, uzrokovane

nedavnim ratom u Ukrajini, dovele su do poremećaja u isporuci plina te drugih izvora energije i naglim povećanjem cijena istih. Ovisnost Europe o različitim dobavnim plinskim pravcima, te relativno male domaće rezerve prirodnog plina učinile su je ranjivom na vanjske čimbenike te je otežano održavanje stabilnosti u pogledu dostupnosti energije i energetske sigurnosti.

Rješenje krize zahtijeva velike promjene u opskrbnim dobavnim pravcima plina što posljedično ima negativan utjecaj na sigurnost opskrbe i dostupnost energije u EU. Zbog toga, domaća proizvodnja plina u RH dobiva sve veću stratešku važnost te ima značajan utjecaj na ekonomski razvoj i energetska neovisnost RH. Trenutno je jedini proizvođač plina u RH kompanija INA-Industrija nafte, d.d. koja proizvodi plin na području Panonskog bazena i sjevernog Jadrana. Do kraja 2020. godine INA je proizvela više od 83 milijarde kubičnih metara plina u RH. Zadnjih par desetljeća, do 2015. godine, domaća proizvodnja plina zadovoljavala je uglavnom preko 60% domaće potrošnje plina. Od 2006. do 2010. godine Inina domaća proizvodnja plina gotovo je zadovoljavala potrebe potrošnje unutar RH (Slika 1). Udio domaće proizvodnje plina u RH zadnjih godina smanjuje se zbog prirodnog pada proizvodnje plina na zrelim postojećim eksploatacijskim poljima u Panonskom bazenu te sjevernom Jadranu. Prema podacima iz 2021. godine domaća proizvodnja plina pokriva nešto više od 20% potrošnje u RH.



Slika 1. Odnos godišnje potrošnje i proizvodnje plina u Republici Hrvatskoj od 1988. do 2020. godine (izvor: EIHP)

Aktivnosti Ine u istraživanju i razradi plinskih ležišta u Hrvatskoj

Iako Panonski bazen i područje sjevernog Jadrana predstavljaju već vrlo istražena područja, INA kontinuirano provodi istražne aktivnosti na kopnu i moru. Trenutno INA ima dozvole za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika na tri istražna prostora u Panonskom bazenu ukupne površine gotovo 5.700 km² (slika 2).

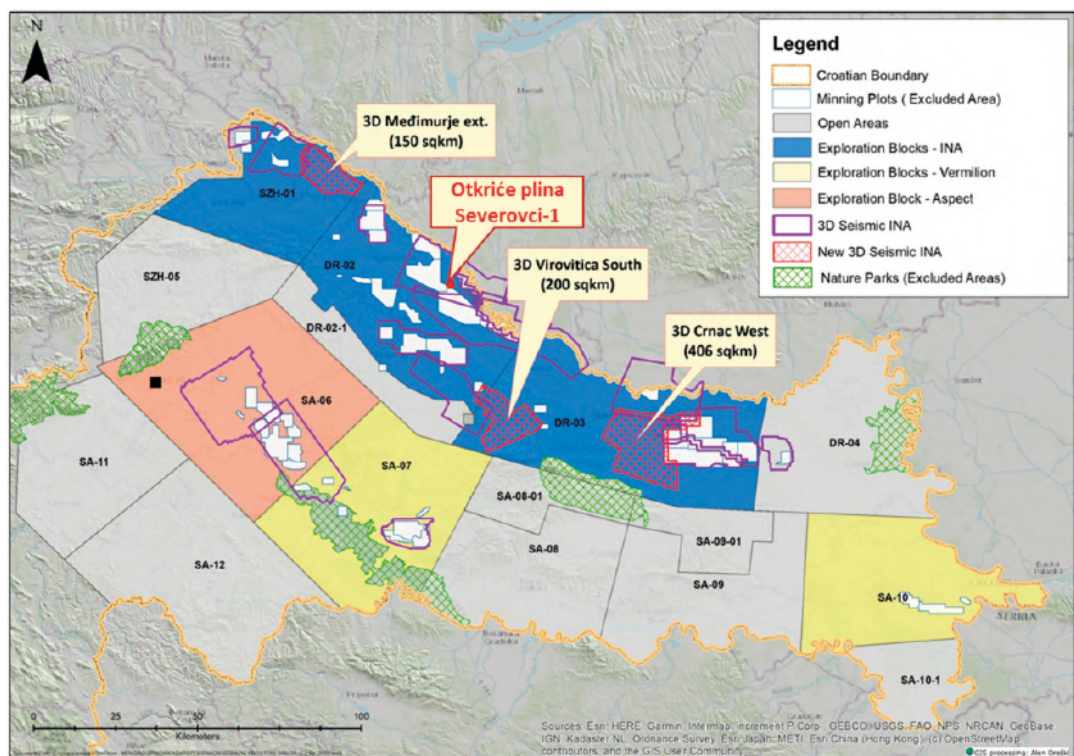
Potpisivanjem Ugovora o istraživanju i podjeli eksploatacije ugljikovodika (PSA) za istražni prostor Drava-02 (DR-02) 2016. godine, INA je započela novi ciklus istraživanja na kopnu. Istražni radovi rezultirali su s dvama komercijalnim otkrićima ugljikovodika na području Podravine. Istražnom bušotinom Severovci-1 utvrđeno je otkriće prirodnog plina, dok je otkriće naftutvrđeno izradom i testiranjem istražne bušotinom Jankovac-1. Istražnom bušotinom Severovci-1, konačne dubine 3.410m, utvrđeno je masivno plinsko-kondenzatno ležište u stijenskom kompleksu podloge neogena (metasedimenti). Trenutno su u tijeku aktivnosti ishoda svih potrebnih dozvola za privođenje polja proizvodnji, te se proizvodnja prvog plina sa polja Severovci očekuje 2024. godine.

Najnoviji ciklus istraživanja na kopnu započeo je 2020. godine nakon nadmetanja na kojem je INA osvojila istražne prostore Drava-03 (DR-03), Sjevero-

zapadna Hrvatska-01 (SZH-01) i Dinaridi-14 (DI-14). Istražni prostori DR-03 i SZH-01 nalaze se unutar hrvatskog dijela Panonskog bazenskog sustava te obuhvaćaju područja koja se nalaze uz postojeća eksploatacijska polja s dokazanim rezervama plina koja se crpe već desetljećima (slika 2). Na istražnim prostorima DR-03 i SZH-01, INA se Ugovorom o istraživanju i podjeli eksploatacije ugljikovodika obvezala izraditi minimalno 5 istražnih bušotina uz potencijalnu mogućnost izrade još dodatnih 5 bušotina ukoliko se izdvojeni prospekti pokažu perspektivnima.

Isto tako, u sklopu radnog programa, INA se obvezala u prvoj istražnoj fazi tijekom trogodišnjeg razdoblja provoditi geofizičke aktivnosti koje uključuju 3D seizmička snimanja i obradu novo snimljenih seizmičkih podataka. Tako je prvi korak opsežnog radnog programa bila akvizicija i obrada 3D seizmičkih podataka. Na istražnom prostoru DR-03, u prvom kvartalu 2021. godine, provedeno je opsežno 3D seizmičko snimanje na dva poligona (Crnac Zapad i Virovitica Jug) ukupne površine 600 km² korištenjem najmodernije tehnologije (slika 2). Na području SZH-01 tijekom 2021. godine provedeno je 3D seizmičko snimanje područja površine 150 km². Ukupna ulaganja u prikupljanje i akviziciju seizmičkih podataka na kopnu premašila su 10 milijuna USD, a snimljeno je više od 5 Tb podataka što ovu kampanju seizmičke akvizicije zasigurno čini najopsežnijom u povijesti snimanja u kopnenom dijelu Hrvatske.

Slika 2. Karta s položajem novo snimljenih 3D volumena te plinskog otkrića Severovci-1



Kako je istraživanje u zrelim područjima sve izazovnije te zahtjeva upotrebu naprednih analiza i alata, INA je odlučila redefinirati pristup od same akvizicije i obrade seizmičkih podataka do kasnijeg izdvajanja istražnog ugljikovodičnog potencijala.

Po prvi puta prilikom akvizicije korištena je *wireless* tehnologija što je omogućilo snimanje velikih količina podataka vrlo visoke kvalitete i rezolucije u kraćem roku te s manjim utjecajem na okoliš i lokalno stanovništvo. Dosadašnji princip seizmičke akvizicije izvodio se pomoću geofonskih točaka koje bi sadržavale po 6/12/24 geofona postavljenih u figuri te međusobno povezanih kablom koji se spajao na prijenosne kablove do kutija koje su pretvarale analogni signal u digitalni te potom u sabirne kutije. Ovakvu dosadašnju praksu snimanja seizmike zamijenili su nodovi i bežična tehnologija (slika 3). Lagani i mali nodovi uvelike su pridonijeli bržem, efikasnijem i sigurnijem postavljanju opreme na raznim tipovima terena. Operativni benefiti omogućili su veliki iskorak i u samom planiranju seizmičke akvizicije, odnosno, u dizajnu parametara. Velike količine te dostupnost takvih vrsta prijemnika omogućuju dizajniranje puno gušćih seizmičkih akvizicija smanjivanjem razmaka između linija izvora i točaka prijemnika što u konačnici rezultira znatnim povećanjem broja snimljenih seizmičkih tragova te boljim prostornim uzorkovanjem seizmičkih podataka.

Snimljeni podatci obrađeni su upotrebom naprednih tehnologija i algoritama te su integrirani s re-obrađenim postojećim 3D volumenima tvoreći tako konsolidirane volumene većih površina koji su potom interpretirani. Takav pristup omogućio je definiranjenovog geološkog modela istražnih pod-



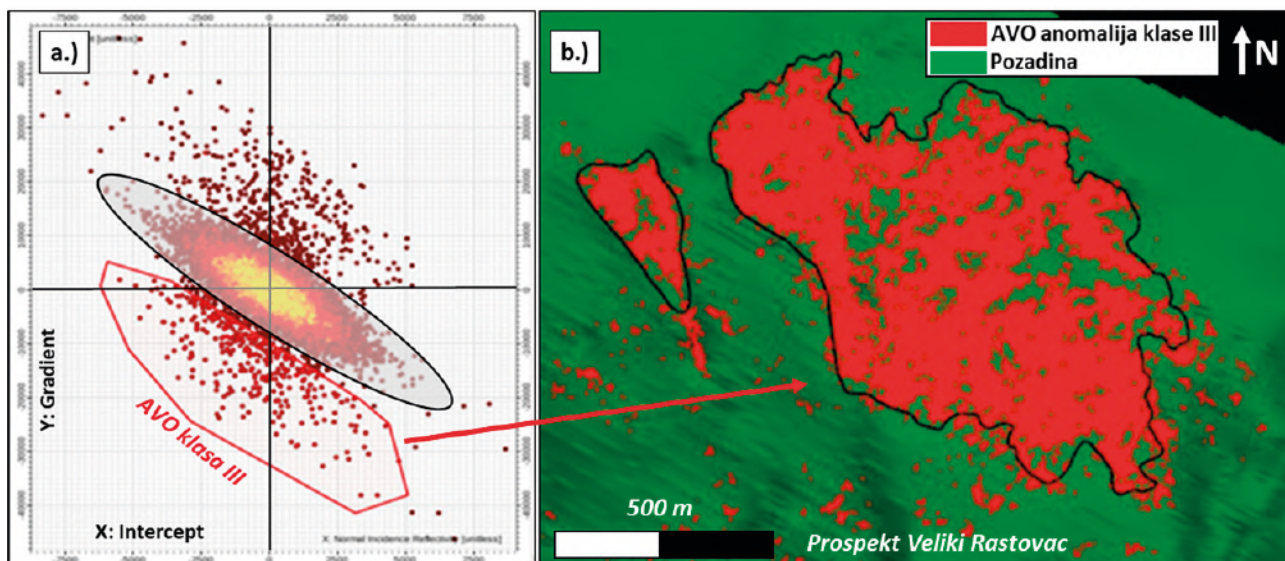
Slika 3. Primjer Quantum/TremorNet noda

ručja, pouzdanu upotrebu naprednih kvantitativnih seizmičkih analiza (poput AVO analize i seizmičke inverzije) te generiranje diversificiranog istražnog portfelja koji će u idućem periodu biti testiran novim istražnim bušotinama.

Novi interpretirani 3D seizmički podatci otkrili su ugljikovodični potencijal unutar panonskog *play*-a u prospektima koji sadrže direktne indikatore ugljikovodika (DHIs – eng. *direct hydrocarbon indicators*). Direktni indikatori ugljikovodika unutar panonskog *play*-a predstavljeni su anomalijama seizmičkih amplituda koje nastaju zbog promjene vrste fluida unutar pora pješčenjačkih ležišta, odnosno ukazuju na mogućnost prisutnosti plina. Direktni indikatori ugljikovodika primijećeni su na postojećim naftnim i plinskim poljima (poput plinskih polja Bokšić i Obradovci) te na prospektima koji se nalaze u blizini istih. Naprednim tehnikama seizmičke kvantitativne analize poput AVO inverzije potvrđeni su direktni indikatori ugljikovodika na istražnim prospektima koji će se testirati u prvoj istražnoj fazi (slika 4).

AVO (eng. *Amplitude versus Offset*) inverzijom koristeći dijagram atributa Intercept i Gradient izvlače se i omeđuju AVO klase, odnosno amplitudne anomalije. Ti podatci zatim se uspoređuju s izrađenim AVO modelima koji se izvode upotrebljavajući karotažne podatke postojećih bušotina, prvenstveno brzine P i S valova te gustoće. Iz tih podataka konstruira se sintetski AVO model za slučaj plinskog ležišta, naftnog ležišta, zasićenja slojnom vodom te volumnom (postotnom) kombinacijom spomenutih. Prilikom kreiranja AVO modela snimljene brzine S valova su ključne, međutim svega nekolicina bušotina ima takvo mjerenje u hrvatskom dijelu Panonskog bazenskog sustava te je u budućnosti potrebno snimati te podatke prilikom izrade svake bušotine. Usprkos prednostima same analize, ona ima i svoja ograničenja. Najveće ograničenje metode je to što ona ne razlikuje plinska ležišta od onih koja imaju samo djelomično zasićenje plinom, odnosno gdje je pretežito veće zasićenje vodom. Isto tako, metoda je prvenstveno uspješna na mlađim te slabije konsolidiranim ležištima, koje se obično nalaze na plićim dubinama (do 2000 m dubine).

Upravo zato, plinska ležišta na sjevernom Jadranu odlikuju se direktnim indikatorima na ugljikovodike poput AVO anomalija te *pull-down* efekata. Samim time rizik pronalaska novih rezervi plina na području sjevernog Jadrana uvelike može biti smanjen.



Slika 4. AVO anomalija prospekta Veliki Rastovac: a.) dijagram atributa Intercept i Gradient s izdvojenom seizmičkom anomalijom pretežito klase III (crveni poligon) i pozadinskim trendom amplituda (sivo osjenčana elipsa) b.) prostorna distribucija AVO anomalije izdvojene na dijagramu na slici a

Na području sjevernog Jadrana INA je nastavila radove na postojeća 3 eksploatacijska polja: Izabela, Sjeverni Jadran i Marica koja obuhvaćaju 12 plinskih polja. Na eksploatacijskim poljima Sjeverni Jadran i Marica INA je samostalni operator, dok na eksploatacijskom polju Izabela INA surađuje s kompanijom Energean, putem zajedničke operativne kompanije ED-INA.

Opsežna kampanja bušenja u sjevernom Jadranu započela je 2020. godine bušenjem ocjenske bušotine Irena-2 unutar eksploatacijskog polja Izabela. Eksploatacijsko polje nalazi se u sjevernom dijelu hrvatskog dijela Jadrana, uz crtu razgraničenja epikontinentalnih pojasa Italije i Hrvatske. Bušotinom Irena-2 potvrđeno je veće plinsko otkriće unutar nekonsolidiranih pijesaka formacije Ravenna. Razradom plinskog otkrića Irena planira se izraditi još jedna dodatna bušotina te izgradnja dvijuplatformi. Početak proizvodnje plina očekuje se 2024. godine.

Unutar eksploatacijskog polja Sjeverni Jadran, gdje INA ima 100-postotni udio, izrađeno je još 4 bušotina, a sve su rezultirale otkrićem plinskih ležišta. Bušotina IKA B-1 R Dir, izrađena krajem 2021. godine, ciljala je stratigrafsku zamkutankih slojeva formacije Carola, odnosno ležišta tankih intervala nekonsolidiranih pijesaka (debljina manjih od 30 cm) proslojenih sa silto-vima i glinama. Bušotinom su otkrivene nove količine plina koje su privedene proizvodnji 2022. godine.



Slika 5. Karta eksploatacijskih polja na sjevernom Jadranu s lokacijama izrađenih i planiranih bušotina u trenutnoj kampanji

Kampanja bušenja na Jadranu je nastavljena u rujnu 2021. godine izradom bušotina Ilena-2, Ida-D1, Ira-1 te Ida-D2. Sve bušotine potvrdile su plinska ležišta, a trenutno je u tijeku evaluacija dodatnih otkrivenih volumena plina. Početak proizvodnje otkrivenih količina plina planirana je 2024. godine, nakon izgradnje novih platformi te potrebne proizvodne infrastrukture.

U iduće dvije godine planira se izraditi još 4 bušotine na Jadranu: Irena-3, Ika-C, Izabela JI 1 te Izabela JI 2. Ukoliko te bušotine pronađu plinska ležišta, ista se planiraju privesti proizvodnji tijekom 2025. godine.

Zaključak

Iako su Panonski bazen i sjeverni Jadran visoko istražena područja, INA je predana istraživanju preostalih

ležišta prirodnog plina. Novi plinski projekti unutar Ininog Istraživanja i Razrade polja usredotočeni su na ublažavanje prirodnog pada proizvodnje plina u RH te privođenju proizvodnji manjih i srednje velikih polja plina. Ključ stvaranja nove vrijednosti leži u poboljšanju učinkovitosti geoloških i geofizičkih analiza koje će smanjiti geološki, ali i komercijalni rizik, te uklanjanju regulatornih prepreka kako bi se smanjilo vrijeme do početka proizvodnje nakon otkrića. Prvi pozitivni utjecaji na odnos domaće proizvodnje i potrošnje plina bit će vidljiv nakon 2024. godine kada se većina novootkrivenih ležišta plina privede proizvodnji. Inine istražne aktivnosti na kopnu i moru mogle bi značajno povećati domaću proizvodnju plina u budućnosti te tako olakšati energetska krizu i tranziciju u Republici Hrvatskoj.

Literatura

1. Interna dokumentacija Ine
2. <https://www.inovageo.com/products/quantum>
3. EIHP, Energija u Hrvatskoj 2020

Projekt izgradnje novoga podzemnog skladišta plina u Republici Hrvatskoj – PSP Grubišno Polje

Construction of new underground gas storage in Republic of Croatia – UGS Grubišno Polje

Bruno Ernečić
Alen Paljušić

Podzemno skladište plina d.o.o

Laslo Farkaš Višontai

Podzemno skladište plina d.o.o
laslo.farkas-visontai@psp.hr



Ključne riječi: podzemno skladište plina, izgradnja, tehnološka rješenja, izazovi u realizaciji

Keywords: underground gas storage, construction, applied technology solutions, project challenges

Sažetak

Formiranje podzemnog skladišta plina na eksploatacijskom polju za podzemno skladištenje prirodnog plina „Grubišno Polje“ jedinstven je pothvat u ovoj grani energetike i naftno-plinske industrije. S obzirom na to da se radi o ciljanom ležištu, u kojem se trenutačno nalazi izvorni plin, ponajprije treba provesti inicijalnu, tj. probnu eksploataciju kako bi se zatim pristupilo potencijalnom formiranju skladišta. Cjelokupan projekt zamišljen je u dvije faze: probna eksploatacija i formiranje skladišta prirodnog plina.

U prvoj fazi realizacije projekta izgradit će se objekti koji su nužni za inicijalno crpljenje plina iz originalnoga plinskog ležišta putem dviju postojećih bušotina. Valja izgraditi bušotinske radne prostore, priključne i spojne plinovode, objekte za pripremu plina za transport, tj. plinsku stanicu, elektroenergetske objekte, sustave nadzora i upravljanja procesom i ostalo. Dodatan izazov realizaciji ove faze

jest povećan udio dušika (oko 18% vol.) u ležišnom plinu.

Budu li rezultati probne eksploatacije pozitivni i bude li donesena odluka o izgradnji podzemnog skladišta plina, slijedit će druga faza projekta. Svi prije navedeni i izgrađeni objekti ostat će u funkciji, a postrojenje će se nadograditi svim elementima koji su potrebni za rad podzemnog skladišta plina: novim radnim bušotinama i bušotinskim platformama, kompresorskom stanicom i dr.

Prema predviđenim radnim parametrima, PSP Grubišno Polje bilo bi podzemno skladište relativno malenoga radnog volumena (oko $110 \times 10^6 \text{ m}^3$) i relativno velikih kapaciteta povlačenja plina (do $100.000 \text{ m}^3/\text{h}$).

Situacije na izrazito dinamičnom tržištu plina itekako opravdavaju izgradnju takvog skladišta, stoga je taj projekt i uvršten na listu strateških investicijskih projekata od interesa Republike Hrvatske.

Realizacija prve faze projekta počela je u veljači 2022. godine te bi, prema vremenskom planu, probna proizvodnja trebala krenuti u drugom kvartalu 2023. godine. Poslije prikupljanja dodatnih informacija tijekom inicijalne/probne proizvodnje, početak realizacije druge faze projekta – formiranje podzemnog skladišta plina koje će znatno pridonijeti fleksibilnosti skladišnog sustava u RH.



Abstract

The forming of an underground gas storage in the exploitation field for underground storage of natural gas „Grubišno Polje“ is a unique project in the energy, oil and gas industry. Given that it's a specific targeted field where the initial test of exploitation of reservoir gas must be first carried out and then followed with formation of the gas storage. Therefore, the whole project is planned to be carried out in two phases: original reservoir gas production and the formation of the natural gas storage.

In the first phase of the project, the facilities necessary for the initial production of gas from the original gas reservoir will be constructed and the production itself will be carried out using the existing two gas wells in the field. It is necessary to construct well sites and connecting gas pipelines, gas treatment facilities, electrical power generators, process monitoring with control systems and all the other associated and support facilities. An additional challenge to the realization of this phase is the increased content amount of nitrogen (about 18% vol.) in the reservoir gas.

In the case of positive test production results, followed by decision-making on the construction of underground gas storage, the second phase of the project will be carried out. All the previously constructed facilities would remain in operation, upgraded with the facilities required for operation as the underground gas storage (new working wells with connecting pipelines, additional compressor etc.).

According to the planned operating parameters, UGS Grubišno Polje would be an underground storage of relatively small working volume (about $110 \times 10^6 \text{ m}^3$) and relatively large gas withdrawal capacities (up to $100,000 \text{ m}^3/\text{h}$).

Situations on the extremely dynamic gas market justify the construction of such a storage facility, consequently this project is included on the list of a strategic investment projects with an interest to the Republic of Croatia and the implementation of the first phase of the project is at a full swing.

In February of 2022 the company started with a first phase of the project while test exploitation should take place at the second quarter of 2023, accordingly to the time schedule.

Test exploitation completion should provide additional data necessary to start phase 2 of this project and that's the construction of the underground gas storage. UGS Grubišno Polje is going to provide additional flexibility to the national storage system.

Uvod u projekt izgradnje PSP-a Grubišno Polje

Republika Hrvatska, odnosno Ministarstvo gospodarstva rada i poduzetništva donijelo je 2011. godine odluku o provođenju javnog natječaja za davanje odobrenja za istraživanje mineralnih sirovina, tj. za dodatne istražne radove radi utvrđivanja mogućnosti skladištenja ugljikovodika u geološkim strukturama eksploatacijskog polja ugljikovodika Grubišno Polje. Time je nedvojbeno iskazan interes RH za početak aktivnosti koje bi na kraju trebale dovesti do izgradnje novoga podzemnog skladišta plina u RH na lokaciji Grubišno Polje.

Ta je odluka bila sukladna *Strategiji energetskeg razvoja Republike Hrvatske* iz 2009. godine, koja već u temeljnim načelima, u kategoriji sigurnosti opskrbe energijom, utvrđuje potrebu povećanja podzemnih skladišnih kapaciteta prirodnog plina, a zatim navodi potporu Vlade RH povećanju podzemnih skladišnih kapaciteta prirodnog plina. Također, u razvojnim smjernicama za sektor nafte i prirodnog plina jasno se spominje izgradnja podzemnih skladišta prirodnog plina, kao i u ciljevima i aktivnostima razvoja na području nafte i plina u razdoblju do 2020. godine, i to u dijelu koji se odnosi na povećanje sigurnosti opskrbe domaćeg tržišta naftom, naftnim derivatima i prirodnim plinom. Slijedom toga, poslije se u *Strategiji* samo potvrđuje da je nužno izgraditi dodatne kapacitete podzemnih skladišta prirodnog plina te, osim radnog volumena skladišta, osigurati i potreban kapacitet povlačenja prirodnog plina u satima vršne potrošnje prirodnog plina u sustavu.

Te su strateške energetske smjernice samo potvrđene i novom *Strategijom energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu*. U dijelu koji se odnosi na transport i skladištenje prirodnog plina navodi se da „razvoj sustava za skladištenje plina obuhvaća dogradnju postojećega podzemnog skladišta plina, izgradnju i puštanje u rad novoga (vršnog) skladišta plina...“.

Konačan dokaz interesa i važnosti izgradnje PSP-a Grubišno Polje za RH jest činjenica da je projekt izgradnje podzemnog skladišta plina na eksploatacijskom polju ugljikovodika Grubišno Polje uvršten na listu strateških projekata Republike Hrvatske.

Godine 2009., poslije osnivanja i prelaska u 100%-tno vlasništvo tvrtke Plinacro d.o.o., tvrtka Podzemno skladište plina (PSP) d.o.o. postaje nacionalni operator sustava skladišta plina. Među ostalim zadacima, tvrtka PSP zadužena je i za razvoj sigurnoga,

pouzdanog i učinkovitog sustava skladišta plina radi osiguranja dugoročne sposobnosti sustava da udovolji zahtjevima korisnika. Sukladno tomu, tvrtka PSP javila se na spomenuti otvoreni natječaj i bila odabrana kao najpovoljniji ponuditelj, odnosno mjerodavno Ministarstvo izdalo je tvrtki PSP d.o.o. rješenje kojim joj se odobrava istraživanje mineralnih sirovina, tj. dodatni istražni radovi radi utvrđivanja mogućnosti skladištenja ugljikovodika u geološkim strukturama eksploatacijskog polja ugljikovodika Grubišno Polje. Početak dodatnih istražnih radova tvrtka PSP d.o.o. prijavila je dana 29. veljače 2012. godine.

Vremenski okvir i realizacija projekta u fazama

Realizacija projekta zapravo je službeno počela s početkom dodatnih istražnih radova 2012. godine. Poslije je definirano da će se projekt izgradnje podzemnog skladišta plina realizirati u dvije faze, od kojih će se prva faza odnositi na dio projekta za inicijalno crpljenje postojećih rezerva plina iz ležišta Grubišno Polje, a druga faza bit će formiranje podzemnog skladišta plina u djelomično iscrpljenome plinskom ležištu.

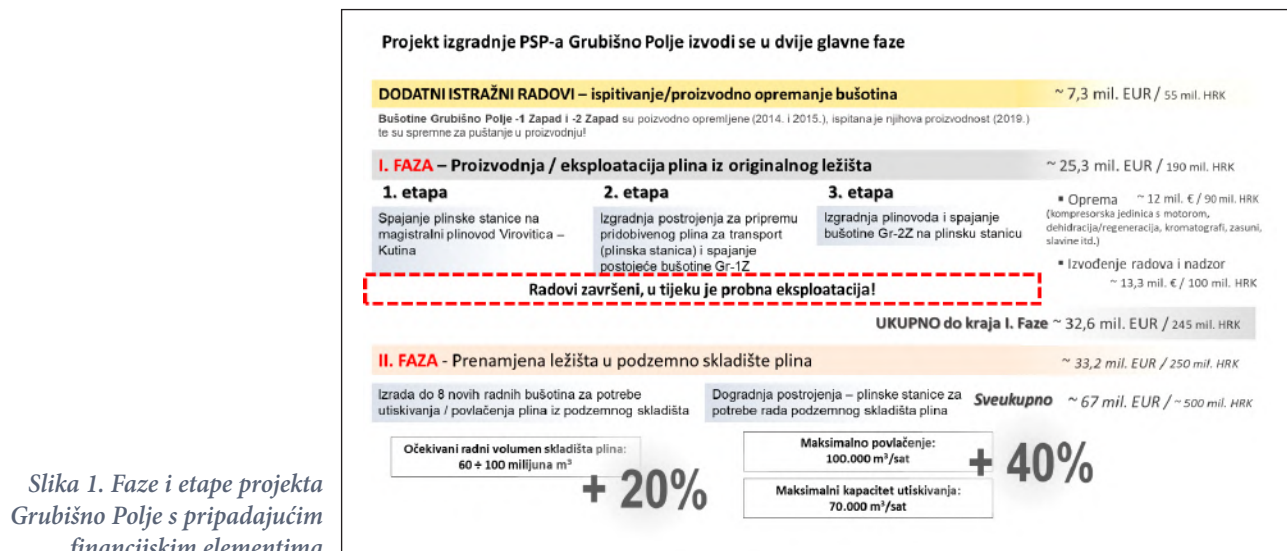
Spomenute faze i etape realizacije projekta shematski su prikazane na slici 1.

Kao što se vidi na slici 1., konačni ciljevi realizacije projekta jesu povećanje skladišnih kapaciteta za oko 20% u odnosu prema postojećima u RH i povećanje kapaciteta povlačenja za oko 40% u odnosu prema postojećem stanju.

Do kraja 2019. godine tvrtka Podzemno skladište plina završila je dodatne istražne radove na eksploatacijskom polju ugljikovodika Grubišno Polje. Na

temelju prikupljenih podataka, informacija, analiza i rezultata dodatnih istražnih radova donesena je odluka da se krene u sljedeću fazu projekta, tj. u 1. fazu realizacije projekta izgradnje podzemnog skladišta plina, odnosno da se od mjerodavnog Ministarstva zaštite okoliša i energetike zatraži dozvola za skladištenje prirodnog plina u geološkim strukturama eksploatacijskog polja Grubišno Polje. Radi toga je napravljen *Projekt razrade i eksploatacije za podzemno skladište prirodnog plina na eksploatacijskom polju Grubišno Polje*, koji je provjerilo i prihvatilo mjerodavno stručno povjerenstvo Ministarstva. Prije je već proveden postupak procjene utjecaja zahvata na okoliš s izradom i prihvaćanjem studije utjecaja na okoliš, ishoda je lokacijska dozvola kojom je određena etapna izgradnja postrojenja, a na temelju elaborata o rezervama potvrđene su količina i kakvoća rezerva te je utvrđeno eksploatacijsko polje za skladištenje prirodnog plina Grubišno Polje. *Dozvolu za skladištenje prirodnog plina na eksploatacijskom polju za skladištenje prirodnog plina „Grubišno Polje“* Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja izdalo je dana 7. svibnja 2021. godine (za obje etape izgradnje).

Poseban naglasak pri provođenju projekta stavljen je na realizaciju izgradnje podzemnog skladišta plina u fazama i etapama gradnje. Naime, s obzirom na to da se radi o neiscrpljenom ležištu, nužna prva faza (koja se, sukladno lokacijskoj dozvoli, sastoji od prve tri etape izgradnje) prije prenamjene ležišta u skladište plina jest crpljenje plina iz originalnog ležišta. Osim samog pražnjenja ležišta radi dobivanja radnog volumena za skladištenje plina, bitno je i dio originalnoga ležišnog plina u funkciji plinskog jastuka zamijeniti plinom standardne kvalitete, a budući da originalan ležišni plin ima udio dušika od oko 18%



Slika 1. Faze i etape projekta Grubišno Polje s pripadajućim financijskim elementima

(vol.). Crpljenje plina u toj, početnoj fazi provodit će se putem dviju postojećih bušotina: Gr-1Z i Gr-2Z, koje su izbušene kao istražne, a naknadnim remontnim radovima prenamijenjene u proizvodne, uz izgradnju njihovih priključnih plinovoda, plinske stanice za pripremu plina za transport i spojnog plinovoda do transportnog sustava. U drugoj i konačnoj fazi projekta napraviti će se nove radne bušotine u funkciji podzemnog skladišta plina i obaviti dogradnja postojećega nadzemnog postrojenja, namijenjenoga pripremi plina iz transportnog sustava za utiskivanje u skladište, kao i pripremi povučenog plina iz skladišta za transport.

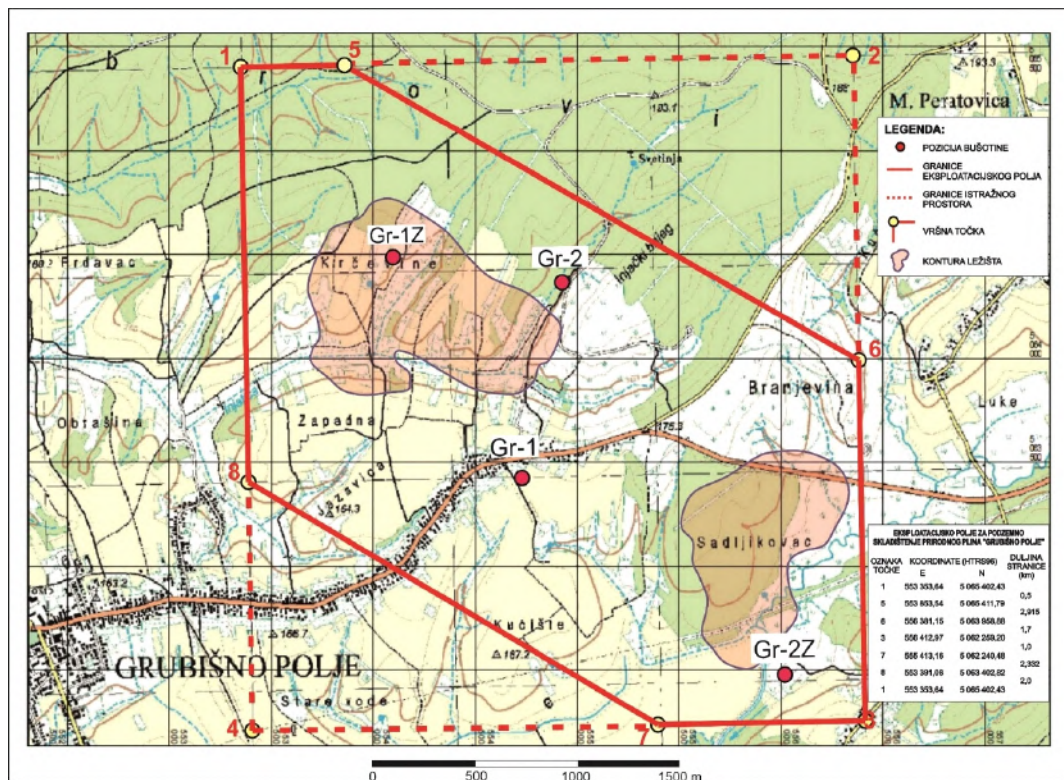
Geografski položaj eksploatacijskog polja za podzemno skladištenje plina „Grubišno Polje“

Eksploatacijsko polje za podzemno skladištenje plina „Grubišno Polje“ proteže se južnim obodom Bilogore, sjeverno i istočno od grada Grubišnog Polja, na području Bjelovarsko-bilogorske županije. Područje je obradivo (oranice i livade) i djelomično prekriveno šumama. Pretežno je ravničarsko, s nadmorskim visinama od oko 130 do najviše 205 metara. Površina eksploatacijskog polja iznosi 6525 km² (652,5 ha).

Područje odobrenog eksploatacijskog polja za podzemno skladištenje plina „Grubišno Polje“, s koordinatama vršnih točaka, prikazano je na slici 2.

Pregled izvedenih istražnih radova na eksploatacijskom polju

Istražni radovi na području strukture Grubišno Polje počeli su 1940. godine, i to geološkim kartiranjem te gravimetrijskim, magnetometrijskim i seizmičkim mjerenjima. Godine 1941. utvrđen je niz gravimetrijskih maksimuma, među kojima i gravimetrijski maksimum Grubišno Polje koji je ispitan bušotinom Gr-1, izbušenom 1940. godine. Daljnja magnetometrijska mjerenja načinjena su godina 1964. i 1969., a seizmička mjerenja provode se od 1977. do 1996. godine, kada je snimljeno 94,8 km seizmičkih 2D profila. Poslije toga, godine 1994., na zapadnom dijelu strukture Grubišno Polje napravljena je bušotina Gr-1Z kojom je utvrđeno ležište plina u badenskim vapnencima, klastitima i paleozojskim metamorfitima (škriljalcima). Zatim je, 1996. godine, napravljena bušotina Gr-2Z, smještena na jugoistočnom uzvišenju zapadnog dijela strukture, kojom je utvrđeno ležište plina u istim naslagama. Ležište je nazvano „Grubišno Polje“. Snimanje i interpretacija 3D seizmike izvedeni su godina 1998. i 1999. Reinterpretacija 3D



Slika 2. Topografska karta eksploatacijskog polja za podzemno skladištenje plina „Grubišno Polje“ s ucrtanim bušotinama

Tablica 1. Pregled bušotinskog fonda eksploatacijskog polja „Grubišno Polje“

Bušotina	Godina izrade	Dužina kanala bušotine	Nadmorska visina	Raskrivena ležišta	Raskriveni intervali	Napomena	Status bušotine
		m	m		m		
Gr-1	1940./1941.	1036,7	169,0	-	100,5 – 1014,5**	nezacijevljena sekcija	likvidirana
Gr-2	1965.	920,0	147,9	-	249,0 – 920,0**	nezacijevljena sekcija	likvidirana
Gr-3*	1965.	1150,0	142,1	-	254,0 – 1150,0**	nezacijevljena sekcija	likvidirana
Gr-1Z	1994.	953,0	150,8	Vapnenci i metamorfiti	805,0 – 842,0 848,0 – 854,0 881,0 – 893,0*** 908,0 – 917,0***	zacijevljeni interval	istražna
Gr-2Z	1996.	1081,0 (Hv = 931,7)	134,3	Vapnenci i metamorfiti	970,0 – 991,0 993,5 – 1005,0 1010,0 – 1018,0 1041,0 – 1047,0***	zacijevljeni interval	istražna

* bušotina Gr-3 nalazi se izvan trenutačnih granica eksploatacijskog polja za podzemno skladištenje plina „Grubišno Polje“

** sekcije izolirane cementnim čepovima

*** intervali izolirani mehaničkom pregradom u zacijevljenom kanalu bušotine

seizmike, bazirana na novim spoznajama i radovima, a provedena 2018. godine, rezultirala je posljednjim izmjenama strukturnog rješenja.

Na širem području eksploatacijskog polja Grubišno Polje dosad je napravljeno 5 istražnih bušotina: Gr-1, Gr-2, Gr-3, Gr-1Z i Gr-2Z. Bušotinama Gr-1, Gr-2 i Gr-3 nije utvrđena prisutnost ugljikovodika na području polja pa su one likvidirane, dok su bušotine Gr-1Z i Gr-2Z nabušile plinsko ležište „Grubišno Polje“ u vapnencima člana Mosti miocenske starosti i metamorfitima temeljnoga gorja. Pregled bušotinskog fonda prikazan je na tablici 1.

U razdoblju od 2012. do 2019. godine tvrtka Podzemno skladište plina obavljala je na tom istražnom prostoru dodatne istražne radove radi utvrđivanja mogućnosti skladištenja ugljikovodika u geološkim strukturama. Uz reinterpretaciju podataka preuzetih od tvrtke INA d. d., znatniji radovi na lokaciji polja obavljani su 2014. i 2015. godine, kad su na obje bušotine obavljani radovi kapitalnog remonta sloja i opreme, u okviru kojih su obavljena i seizmička mjerenja vertikalnoga seizmičkog profiliranja (VSP), snimanja karotažnih dijagrama u zacijevljenom kanalu bušotine te hidrodinamička mjerenja radi ispitivanja vodenog zasićenja. Opsežna hidrodinamička mjerenja obiju bušotina i njihova mjerenja izvedena su 2018. godine, što su ujedno bili

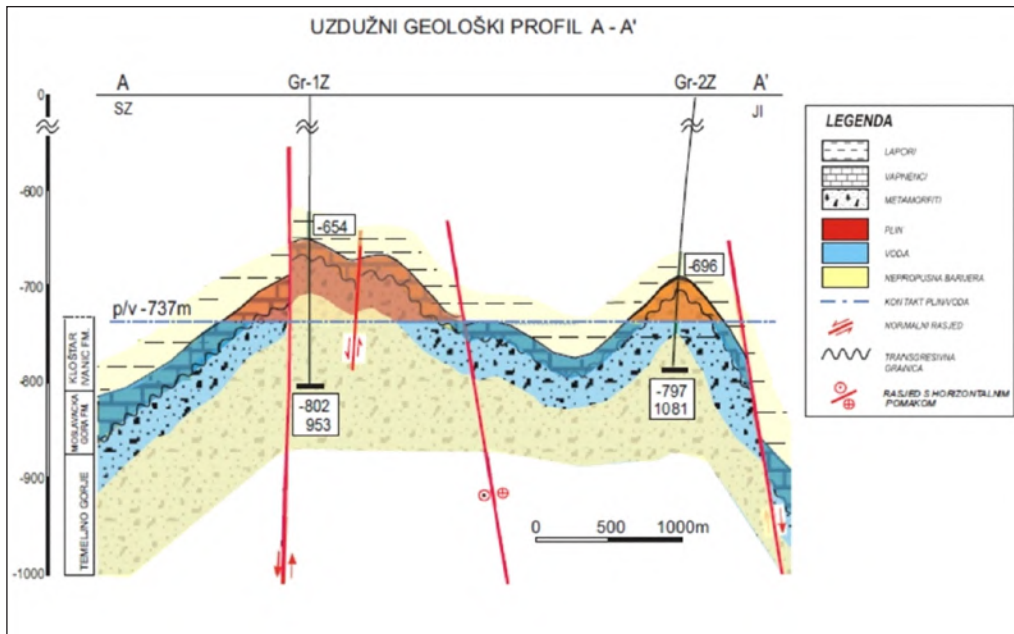
i posljednji obavljani rudarski radovi na istražnim bušotinama.

Geološki opis ležišta

Najzanimljivija strukturna forma u središnjem dijelu prostora jest antiklinala, čija se duža os proteže smjerom sjeverozapad-jugoistok (slika 2). Antiklinala ima dva maksimuma, na zapadnom i istočnom dijelu. Na zapadnome vršnom dijelu antiklinale napravljena je bušotina Gr-1Z. Njome je otkriven plin u biogenim vapnencima člana Mosti i metamorfitima podloge tercijara. Na istočnom dijelu antiklinale izvedena je usmjerena bušotina Gr-2Z kojom je potvrđeno plinsko ležište „Grubišno Polje“ u tim stijinama.

Rezervoarske stijene nalaze se u metamorfitima podloge tercijara (granitni tinjčev škriljavac i migmatitski gnajs), kronostratigrafski neodređenima, kao i u miocenskim bioklastičnim vapnenačkim naslagama i konglomeratičnim pješčenjacima člana Mosti. Pokrovne su stijene lapori koji litostratigrafski pripadaju naslagama formacije Kloštar Ivanić (lapor Brezine).

Hidrodinamičkim mjerenjima potvrđeno je postojanje ležišta ugljikovodika u metamorfitima temeljnoga gorja i biogenim vapnencima člana Mosti na oba strukturna uzvišenja antiklinale. Ležišta su heterogene litološke građe s pretpostavljenim jedinstvenim



Slika 3. Uzdružni geološki profil ležišta s naznačenim stratigrafskim i faznim granicama (početna distribucija vode)

kontakom plin/voda na apsolutnoj dubini od -737 m. Kompleks vapnenaca ima iznimno povoljna kolektorska svojstva. Vršni dio metamorfit također pokazuje dobra kolektorska svojstva, koja se porastom dubine smanjuju.

Petrofizikalne karakteristike ležišnih stijena

Osnovni petrofizikalni parametri ležišnih stijena, poroznost/šupljikavost (ϕ), zasićenje vodom (S_w), efektivna debljina ležišta (h_{ef}), procijenjeni su kompleksnom analizom karotažnih mjerenja (CRA, P_{hi} - S_w). Laboratorijskim petrofizikalnim i petrografskim

analizama i mjerenjima na uzorcima jezgara stijena analizirane su litologija, šupljikavost i horizontalna i vertikalna propusnost jezgrovanih intervala ležišta. Osnovni petrofizikalni parametri ležišta, upotrijebljeni pri proračunu rezerva prirodnog plina, prikazani su na tablici 2.

Fizikalne karakteristike ležišta i ležišnog plina

Početni tlak i temperatura ležišta određeni su na osnovi HD mjerenja bušotinama Gr-1Z i Gr-2Z. S pomoću modificiranog izokronskog testa svako od područja ispitano je posebno. Na temelju dobivenih

Tablica 2. Petrofizikalni parametri koji su upotrijebljeni za izračunavanje rezerva plina

Bušotina	Litofacijes	Interval	Ukupna debljina h_u	Analize karotažnih mjerenja			Laboratorijske analize jezgara
				Efektivna debljina h_{ef}	Šupljikavost	Zasićenje vodom S_{wi}	Šupljikavost
				m	m	m	%
Gr-1Z	vapnenac	805 – 817	12	12,0	9,8	25,9	12,9 (59)
	metamorfit	817 – 890	71	7,0	2,0	30,0	4,1 (21)
Gr-2Z	vapnenac	970,0 – 975,3	5,3 (4,7*)	4,5 (4,0*)	8,6	27,4	11,6 (20)
	metamorfit	975,3 – 1010	34,7 (31,2*)	17,5 (15,7*)	4,0	37,1	4,7 (7)

* vertikalna debljina

rezultata mjerenja određeni su početni tlak i temperatura za oba područja na svakoj bušotini posebno, i to na apsolutnoj dubini težišta ležišta, a prikazani su na tablici 3. Početni tlakovi na oba ležišta viši su od hidrostatskog tlaka.

Tablica 3. Početni tlak i temperatura ležišta

Bušotina	Apsolutna dubina težišta ležišta	Početni tlak	Temperatura
	H (m)	p_i (bar)	T_R (°C)
Gr-1Z	-705,0	91,6	65,1
Gr-2Z	-716,0	90,3	65,0

Komponentni sastav ležišnog plina preuzet je iz analize plina uzorkovanoga dana 15. ožujka 1995. godine za vrijeme ispitivanja bušotine Gr-1Z. Budući da je prijašnjim DST ispitivanjima utvrđeno da je komponentni sastav plina za litofacijes vapnenaca gotovo jednak komponentnom sastavu plina u metamorfitima, i to na obje bušotine, prihvaćen je jedan komponentni sastav plina za cijelo ležište „Grubišno Polje“, a prikazan je na tablici 4. Prema svojem sastavu i kvaliteti, plin u ležištu „Grubišno Polje“ odgovara suhom plinu s velikim udjelom dušika (više od 18% vol.).

Tablica 4. Kromatografska analiza prihvaćenog sastava plina

Komponenta	Sadržaj Molni udio (%)
N ₂	18,39
CO ₂	0,77
CH ₄	79,31
C ₂ H ₆	0,81
C ₃ H ₈	0,26
i-C ₄ H ₁₀	0,23
n-C ₄ H ₁₀	0,08
i-C ₅ H ₁₂	0,08
n-C ₅ H ₁₂	0,02
C ₆ H ₁₄	0,05
C ₇ H ₁₆	0,00
Ukupno:	100,00
Mol. masa (kg/mol)	18,87
Gustoća 15 °C (kg/m ³)	0,79936
Relativna gustoća (zrak = 1)	0,65218

Stanje rezerva prirodnog plina prije početka proizvodnje

Ukupni volumen otkrivenog plina klasificiran je i kategoriziran sukladno Pravilniku o rezervama, što je prikazano na tablici 5.

Tablica 5. Stanje rezerva prirodnog plina na eksploatacijskom polju „Grubišno Polje“

Kategorija	Količine/Rezerve
Ukupni volumen otkrivenog plina, 10 ⁶ m ³	198,582
Ukupni volumen otkrivenog plina bez dušika, 10 ⁶ m ³	162,063
Ukupne pridobivene količine plina, 10 ⁶ m ³	3,552
Ukupne pridobivene količine plina bez dušika, 10 ⁶ m ³	2,899
Preostali ukupni volumen otkrivenog plina, 10 ⁶ m ³	195,030
Preostali ukupni volumen otkrivenog plina bez dušika, 10 ⁶ m ³	159,164
Preostale pridobive količine plina:	za P2
Plin – ukupno, 10 ⁶ m ³	150,829
Plin – bez dušika, 10 ⁶ m ³	123,092
Konačni prognozirani iscrpak, %	77,74
Rezerve:	P2

Analiza mogućnosti proizvodnje plina na eksploatacijskom polju „Grubišno Polje“

S obzirom na to da kvaliteta plina koju sudionik na tržištu predaje u sustav, odnosno koju operator transportnog sustava može preuzeti u sustav mora odgovarati standardnoj kvaliteti plina te da plin iz ležišta „Grubišno Polje“ ima povećan udio dušika u svojem sastavu, provedena je analiza tehnoloških uvjeta za povezivanje postrojenja PSP Grubišno Polje na transportni sustav, a radi inicijalnog pridobivanja plina iz ležišta. Hidrauličkim analizama i simulacijama protjecanja plina u transportnom sustavu testirana je mogućnost preuzimanja prirodnog plina iz ležišta „Grubišno Polje“. Zadovoljavajuću kvalitetu plina koja se predaje u transportni sustav može se postići miješanjem plina iz ležišta s plinom iz transportnog

sustava u odgovarajućem omjeru koji osigurava izlaznu smjesu prihvatljivih parametara kvalitete, propisanih Općim uvjetima opskrbe plinom (NN 50/18, 88/19, 39/20 i 100/21). Prihvaćeno tehničko rješenje omogućava postrojenju PSP Grubišno Polje da samostalno povlači plin iz transportnog sustava, miješa ga s plinom iz ležišta u odgovarajućem omjeru i tako dobivenu smjesu vraća u transportni sustav te pritom samostalno stvara potrebnu razliku tlaka za takav proces.

Plin iz ležišta, tj. bušotina Gr-1Z i Gr-2Z dolazit će na plinsku stanicu preko priključnih plinovoda koji završavaju na ulaznom razdjelniku bušotina. Dolazne linije na ulaznom razdjelniku opremljene su blokadnim i regulacijskim ventilom, masenim mjerilom protoka, mjernim pretvornicima tlaka i temperature te zapornom armaturom. Nakon ulaznog razdjelnika bušotinski plin ulazi u zajednički kolektor i separator plina V-001 (najvećeg kapaciteta od 100.000 m³/h) koji će odvajati plinsku i tekuću fazu (tj. slojnu vodu; plinski se kondenzat ne očekuje u proizvodnji, što je utvrđeno ispitivanjem bušotina u istražnoj fazi). Poslije separatora plin se dodatno suši u dehidracijskoj koloni DU-11 TEG (trietilen glikol) postupkom dehidracije, uobičajenim u ovakvim vrstama postrojenja, do uvjeta rosišta traženih Općim uvjetima opskrbe plinom. Jedinica za dehidraciju sastoji se od dehidracijske kolone T-100, hladnjaka glikola, tj. izmjenjivača topline glikol/plin E-110, regeneratora glikola DU-11-02 na čeličnom postolju (skidu) i pumpnog skida DU-11-03. Apsorpcijska kolona jest vertikalna tlačna posuda s ugrađenim strukturnim pakiranjem. U međusobnom kontaktu TEG preuzima, odnosno veže na sebe vlagu iz plina i na izlazu iz vrha apsorpcijske kolone izlazi dehidrirani prirodni plin. Na dnu kolone nalazi se prostor za skupljanje kapljevine koja dolazi s ulaznim plinom. Vlažni TEG iz apsorpcijske kolone odlazi u skid-jedinicu za regeneraciju vlažnog TEG-a. Regeneracija glikola dio je opreme za dehidraciju i služi za uklanjanje vlage koju je glikol preuzeo na sebe u dehidracijskoj koloni. Regeneracija se obavlja zagrijavanjem glikola na temperaturu vrenja vode, tako da voda ispari, a glikol ponovo postane higroskopian. Odvojena tekuća faza iz sustava dehidracije odvodi se u spremnik tehnološke kanalizacije V-003, a suhi plin odlazi prema regulacijskom ventilu i točki miješanja plina s plinom iz transportnog sustava.

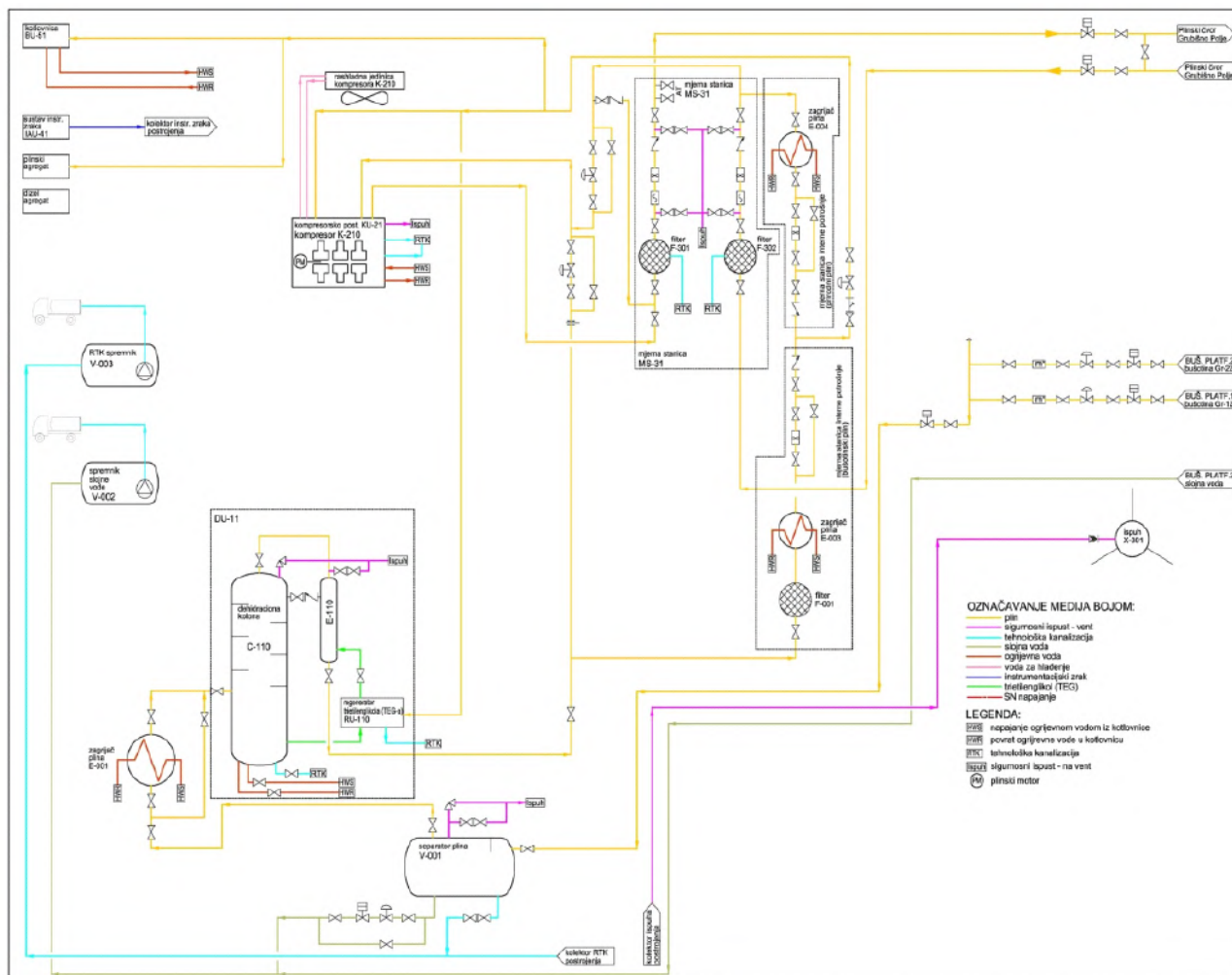
Priključenje PSP-a Grubišno Polje na plinski transportni sustav provest će se putem dvaju spojnih plinovoda nazivnog promjera 300 mm (12"), dužine oko 350 metara, položenih u zajednički rov od plinske

stanice PSP-a Grubišno Polje do mjesta priključenja, tj. novoga plinskog čvora, a na postojeći magistralni plinovod Virovitica – Kutina DN500/50. Plin za miješanje iz plinskoga transportnog sustava (čvora Grubišno Polje) dolazi spojnima plinovodima do mjerne stanice. Predviđeno je da se kroz jedan plinovod uzima prirodni plin iz transportnog sustava, a kroz drugi plinovod u transportni sustav predaje plin iz podzemnog skladišta plina, namiješan s plinom iz transportnog sustava. Na plinskoj se stanici plin iz transportnog sustava filtrira i mjere mu se protočne količine prije slanja u točku miješanja plina s plinom iz bušotina. S obzirom na to da je riječ o plinu standardne kvalitete, on ne prolazi kroz nikakav dodatni procesni postupak, nego se direktno miješa s dehidriranim plinom iz ležišta u zajednički plinovod na postrojenju.

Dobivena smjesa izmiješanog plina odlazi na usis kompresora KU-21, u kojem se tlak plina diže na vrijednost potrebnu za vraćanje u transportni sustav (35 – 45 bar, ovisno o tlaku transportnog sustava u određenom trenutku). Plinski motor i kompresor predviđeni su kao dva klipna stroja ugrađena na zajedničko čelično postolje i spojena spojkom za prijenos snage s motora na kompresor. Kompresor i plinski motor imaju odvojene uljne sustave i posebne rashladne sustave. Pri izlazu iz kompresora plin se dodatno filtrira u filtarskom separatoru (koalesceru) kako bi se odvojilo kompresorsko ulje. Tekućina i čestice odvojene u filtru odvođene se u spremnik tehnološke kanalizacije V-003. Nazivni kapacitet kompresora iznosi 70.000 Sm³/h, a snaga 3450 kW. Radni tlak plinske stanice bit će oko 20 bar da bi se omogućio što većeg iscrpak plina iz ležišta, što će ujedno biti i vrijednost usisnog tlaka u kompresor.

Poslije podizanja tlaka, plin se preko obračunske mjerne linije, tj. mjerne stanice koja se također nalazi u krugu plinske stanice, otprema u transportni sustav. S pomoću turbinskih i ultrazvučnih mjerila, u mjernoj se stanici kontinuirano prate količine plina u protoku, a zahvaljujući ugrađenom analizatoru kontrolira se i sastav plina.

Zbog veće udaljenosti od plinske stanice, u bušotinskom je krugu Gr-2Z predviđena primarna obrada bušotinskog fluida iz bušotine (odvajanje tekuće faze), poslije koje se plin i tekuća faza posebnim cjevovodima transportiraju do plinske stanice. Odvojena slojna voda iz obiju bušotina privremeno će se skladištiti na plinskoj stanici, u podzemnom spremniku slojne vode V-002, odakle će se periodički odvoziti (autocisternom) na zbrinjavanje.



Slika 4. Prikaz tehnološkog procesa proizvodnje plina

Tehnološki proces pripreme pridobivenog plina iz ležišta za transport, kao i sve glavne i pomoćne dijelove sustava prikazuje shema plinske stanice na slici 4.

Prema Elaboratu o rezervama ugljikovodika – 4. obnova, sa stanjem na dan 31. prosinca 2021., na osnovi geološkog opisa ležišta i rezultata hidrodinamičkih mjerenja na oba strukturalna tjemena u plinskoj zoni, na eksploatacijskom polju ugljikovodika „Grubišno Polje“ može se tijekom primarne proizvodnje pretpostaviti scenarij proizvodnje uz volumetrijski režim.

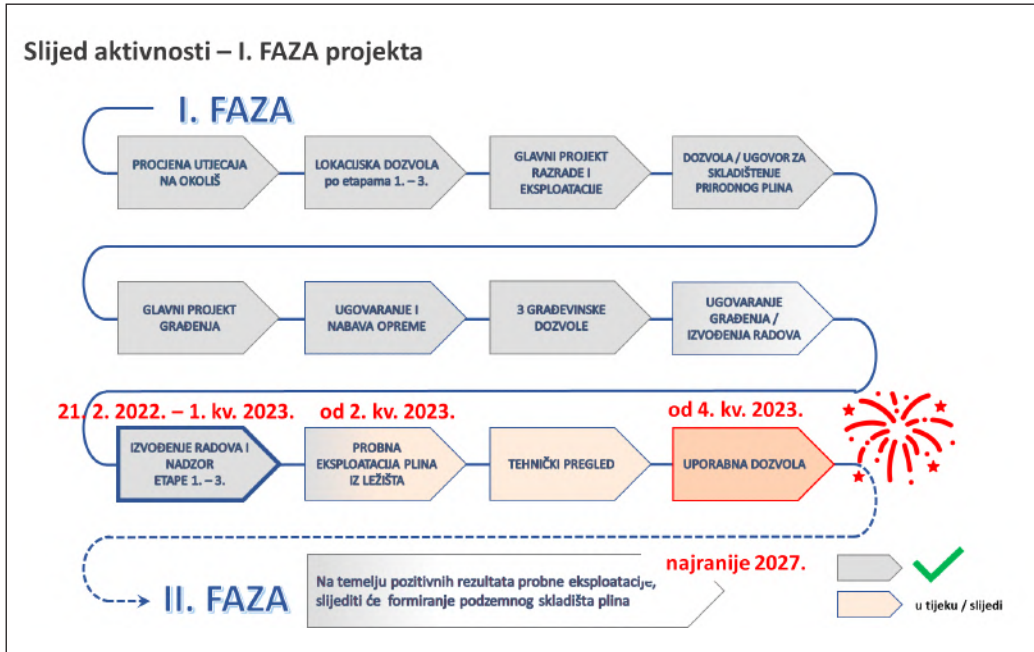
Za plinska ležišta s dodatnim vodonapornim režimom iscrpak plina ovisi o raznim geološko-fizikalnim parametrima i o intenzitetu proizvodnje (jači intenzitet proizvodnje – veći iscrpak). Takva se ležišta trebaju kontinuirano i intenzivno eksploatirati, odnosno idealno bi bilo da se plin proizvodi brže od prodora i utoka vode u plinsku zonu kako bi se izbjeglo zavodnjavanje većih količina plina. Pritom valja obratiti pozornost na to da ne dođe do kritičnog konusiranja vode na proizvodnim bušotinama.

U skladu s tim, izgradnjom nadzemnoga proizvodnog postrojenja bit će tehnički omogućena kontinuirana i intenzivna proizvodnja plina iz ležišta na eksploatacijskom polju ugljikovodika „Grubišno Polje“ u fazi inicijalne proizvodnje, što bi pozitivno utjecalo na buduće ponašanje ležišta u fazi kad to bude podzemno skladište plina. Upravo je to iznimno važan tehnološki razlog da se pronađe rješenje za kontinuiranu proizvodnju u inicijalnoj fazi, a ne sezonski (ljet/zima) kao što je prije bilo predloženo zbog ograničenja transportnog sustava, koje je, zapravo, uzrokovano jedino trenutno propisanim standardnom kvalitetom plina.

Realizacija I. faze projekta

Na slici 5. prikazan je pojednostavnjeni slijed aktivnosti I. i II. faze projekta s vremenskim planom realizacije trenutno aktualnih dijelova projekta.

Poslije završenog projektiranja, ishođenja potrebnih dozvola, provedenog natječaja za odabir izvođača



Slika 5. Prikaz slijeda aktivnosti za realizaciju projekta

radova, dana 21. veljače 2022. godine počeli su radovi na izgradnji opisanih naftno-rudarskih objekata. U skladu s uvjetima iz ugovora, planirani rok izgradnje iznosi 12 mjeseci, uz dodatna 3 mjeseca za testiranje i probni rad postrojenja.

Za pravnu ugovornu stranu realizacije projekta odabran je tzv. žuti FIDIC (franc. Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils – Međunarodni savez inženjera-savjetnika, sa sjedištem u Ženevi). Ugovor je, prema predlošku FIDIC-a, prilagođen smjernicama za konkretan slučaj projekta Grubišno Polje.

U skladu s izdanom lokacijskom dozvolom za I. fazu projekta predviđena je etapna izgradnja objekata i postrojenja, i to:

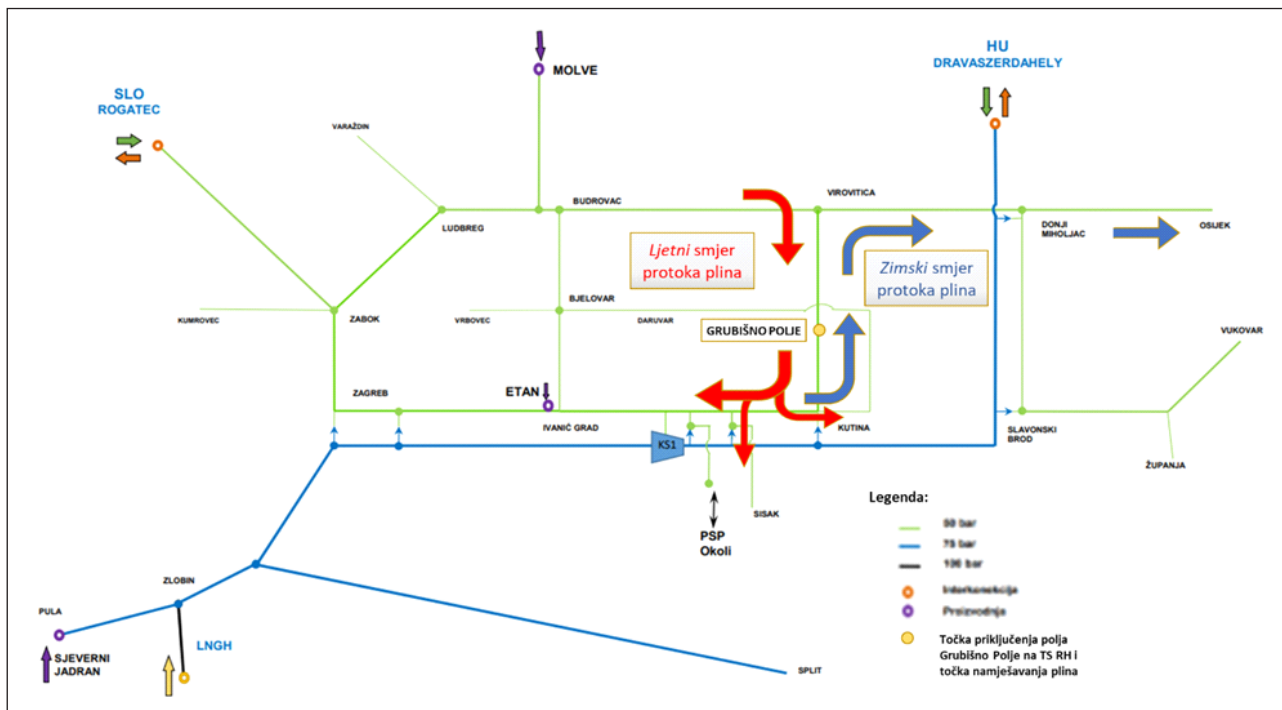
- **1. etapa izgradnje:** Rekonstrukcija magistralnog plinovoda Virovitica – Kutina DN 500/50 izgradnjom plinskoga priključnog čvora Grubišno Polje, izgradnja mjerne stanice i spojnog plinovoda od mjerne stanice do plinskog čvora
- **2. etapa izgradnje:** Izgradnja plinske stanice i priključnog plinovoda od bušotine Gr-1Z do plinske stanice, a radi inicijalnog crpljenja procijenjenih pridobivih količina rezerva prirodnog plina iz ležišta bušotinom Gr-1Z koja će se opremiti za inicijalno crpljenje
- **3. etapa izgradnje:** Izgradnja priključnog plinovoda od bušotine Gr-2Z do plinske stanice, a radi inicijalnog crpljenja procijenjenih pridobivih količina rezerva prirodnog plina iz ležišta bušotinom Gr-2Z koja će se opremiti za inicijalno crpljenje.

Osvrt na realizaciju I. faze projekta

Tijekom I. faze projekta eksploatirat će se originalni plin iz ležišta „Grubišno Polje“. Proizvedeni će se plin, u skladu s projektiranom tehnologijom, umiješati u plin koji se nalazi na toj točki u plinskome transportnom sustavu RH.

Na slici 6. prikazana je pojednostavnjena shema transportnog sustava (TS) RH, s točkom gdje se priključuje plinsko polje „Grubišno Polje“. Ujedno su prikazani tzv. uobičajeni ljetni i zimski smjerovi protoka plina plinovodom Virovitica – Kutina, gdje je i točka priključenja Grubišnog Polja.

Analizom simulacije protoka plina u transportnom sustavu, provedenom s pomoću softverske aplikacije SIMONE, može se utvrditi da u ljetnim mjesecima, kad je PSP Okoli u ciklusu utiskivanja, smjer protoka plina u plinovodu Virovitica – Kutina ide od Virovitice prema Kutini, što znači da će i namiješani plin iz Grubišnog Polja imati taj smjer. Na Slici 1 – taj smjer prikazan je crvenim strelicama. U tom smjeru od glavnih potrošača osim kućanstva, treba spomenuti Petrokemiju Kutina, ovisno da li je u radu ili ne te termoelektranu (TE) kod Siska. U slučaju da je spomenuta TE u radu, praktički bi mogla potrošiti sav proizvedeni i namiješani plin iz Grubišnog Polja. U zimskim mjesecima, odnosno kada je PSP Okoli u ciklusu povlačenja, plin iz PSP Okoli će prevladati u određivanju smjera protoka plina u plinovodu Virovitica-Kutina i smjer protoka će biti od Kutine



Slika 6. Pojednostavnjenja shema transportnog sustava (TS) RH, s točkom priključenja polja „Grubišno Polje“ na TS i točkom namiješavanja plina

prema Virovitici. Na slici 6. taj je smjer prikazan plavim strjelicama, a na njemu se od glavnih potrošača, osim kućanstava, nalazi i termoelektrana (TE) Osijek. Bude li TE Osijek u radu, praktički bi mogao potrošiti sav proizveden i namiješan plin iz Grubišnog Polja. Namiješani plin iz Grubišnog Polja ne bi izazvao nikakav poremećaj u TS-u RH, dakako, uz uvjet da se snižavanjem propisane minimalne gornje ogrjevne vrijednosti omogućuju proizvodnja i rad Grubišnog Polja i tijekom ljetnih i zimskih mjeseci.

Uz neke elemente bitne za realizaciju projekta, svakako valja istaknuti da je ključna oprema specificirana na temelju Glavnog projekta građenja i nabavljena prije početka izgradnje, što je znatno pridonijelo ispunjenju ugovorom predviđenih rokova. To se odnosi na kompresorski skid, plinski motor, plinski agregat, dizelski elektroagregat, kromatografe, mjernu opremu i dio zaporne armature.

Uspješnoj realizaciji I. faze izgradnje pridonijeli su ovi elementi upravljanja projektom:

- obavljanje više stvari istodobno
- potpora upravnih tijela:
 - Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja (MINGOR)
- Uprava za energetiku / Sektor za naftno rudarstvo i geotermalne vode za energetske svrhe

- Uprava za procjenu utjecaja na okoliš i održivo gospodarenje otpadom
- Operativna skupina za potporu realizaciji strateškog projekta
- Agencija za ugljikovodike (AZU)
- Ministarstvo prostornog uređenja, graditeljstva i državne imovine (MPGI)
- Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA)
- Ministarstvo unutarnjih poslova (MUP) – Sektor za eksplozivne atmosfere
- Državni inspektorat
- HEP, Hrvatske šume, Hrvatske vode, ...
- tijela lokalne samouprave
- potpora vlasnika i projektnog tima te međusobna suradnja svih zaposlenika investitora i ostalih dionika
- upravljanje promjenama (engl. *Change Management*), i to na dijelu, a ne samo na papiru
- kontinuirana otvorena komunikacija među dionicima procesa INVESTITOR – IZVOĐAČ – NADZOR, o čemu govori i više od 60 održanih tjednih koordinacijskih sastanaka
- upravljanje tehničkom dokumentacijom (engl. *Cloud*) projekta: 2 Tbit memorijskog prostora, trenutni pristup svim dokumentima i preko mobitela

Probni rad i probna eksploatacija

Specifičnost projekta jest u činjenici da se, kao što je prikazano na slici 1., prva etapa realizira na temelju građevinske dozvole koju je izdalo Ministarstvo prostornog uređenja, graditeljstva i državne imovine, jer se taj dio odnosi na spoj plinske stanice na plinski transportni sustav RH. Stoga je energetska objekat time definiran te se, u skladu s odgovarajućom zakonskom praksom, taj dio projekta administrativno tako tretira.

Objekti 2. i 3. etape naftno su rudarski objekti, a pripadajuće građevinske dozvole izdalo je Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja.

Glavnim projektom predviđeni su probni rad i probna eksploatacija, s tim da se probni rad odnosi na objekte 1. etape, a probna eksploatacija, s posebnim

programima i procedurom odobravanja, na postrojenja i objekte 2. i 3. etape.

Dakako, probni rad i probna eksploatacija provodit će se usporedo, jer izgrađeni objekti i postrojenja čine jedinstvenu tehnološku cjelinu pa odvojena testiranja nisu moguća.

Izgradnja planiranih objekata završena je tijekom travnja 2023., što se može vidjeti na slikama 7. – 9., a tijekom svibnja pripremaju se formalni početak probnog rada i probne eksploatacije.

Slikom 7. dominira kompresornica u kojoj se nalazi kompresor s kapacitetom komprimiranja od 70.000 m³/h, pogonjen plinskim motorom snage od 3,6 MW. Također, na slikama se mogu uočiti solarni paneli za proizvodnju električne energije. Naime, plinska stanica, plinski čvor za priključak na plinski



Slika 7. Zračna snimka izgrađene plinske stanice na lokaciji Grubišno Polje



Slika 8. Zračna snimka plinskog čvora na mjestu priključka plinske stanice Grubišno Polje na plinovod Virovitica – Kutina

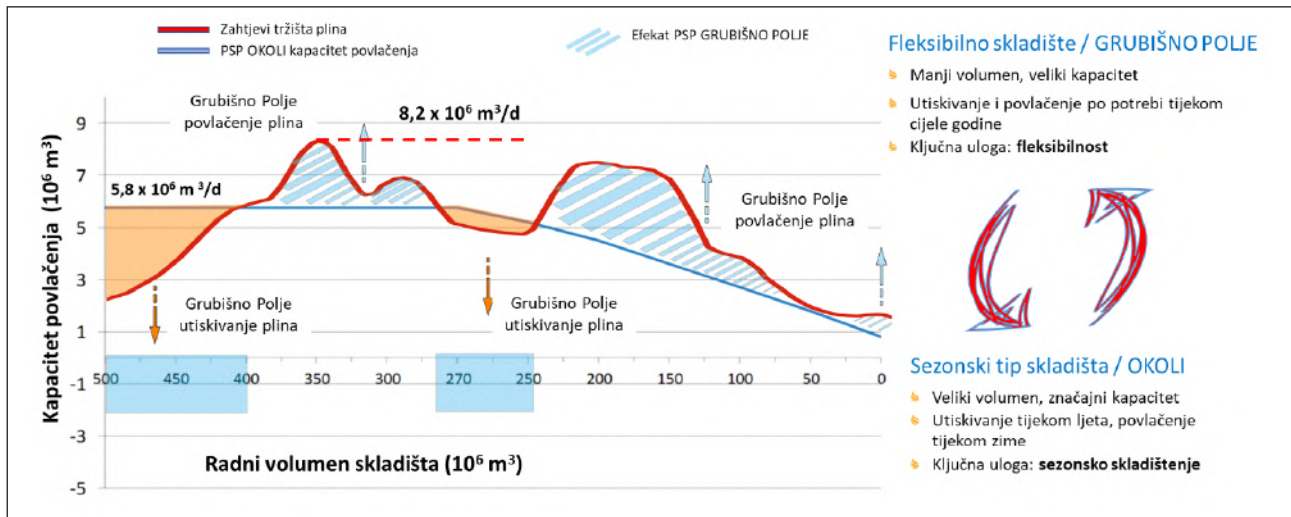
transportni sustav i bušotinski krug bušotine Gr-1Z nemaju priključak na elektroenergetsku mrežu, nego ti objekti iskorištavaju električnu energiju iz vlastite proizvodnje (solarni paneli i plinski generator).

Uzimanje plina iz transportnog sustava za namiješavanje i iz smjera Kutine i iz smjera Virovitica omogućeno je preko plinskog čvora. Također, povrat namiješanog plina moguć je u oba smjera, ovisno o uvjetima u transportnom sustavu.

Na slici 9. prikazani su bušotinski krugovi na polju „Grubišno Polje“. Valja napomenuti da od svih novoizgrađenih objekata, jedino bušotinski krug bušotine Gr-2Z ima priključak na elektroenergetsku mrežu RH. Zbog udaljenosti bušotine Gr-2Z od plinske stanice, na tom se bušotinskom krugu nalazi i separator za separaciju plinske i tekuće faze, a odvojenim se vodovima transportiraju plin i tekuća faza do plinske stanice.



Slika 9. Zračna snimka bušotinskih krugova Grubišno Polje-1Z i-2Z



Slika 10. Shematski prikaz povećanja izlaznih kapaciteta i fleksibilnosti skladišnog sustava

Konačan cilj realizacije projekta Grubišno Polje

Na slici 10. pojednostavnjeno su prikazani konačan cilj i razlozi realizacije projekta izgradnje drugoga podzemnog skladišta plina u RH. U slučaju stavljanja u funkciju „Grubišnog Polja“ kao podzemnog skladišta plina, ono će pridonijeti fleksibilnosti skladišnog sustava u RH, osobito zbog planiranih znatnih kapaciteta povlačenja, što će trenutačne mogućnosti povlačenja plina iz PSP-a Okoli od oko $5,8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dan}$ povećati na više od $8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dan}$. U daljnjoj upotrebi PSP Okoli doista može „ponovo“ biti sezonski tip skladišta, dok će sve ostale zahtjeve tržišta i korisnika za brzim promjenama pokrivati PSP Grubišno Polje.

Zaključak

Posebnost ovog projekta temelji se na činjenici da je riječ o formiranju podzemnog skladišta plina u neiscrpljenome plinskom ležištu, za razliku od uobičajene prakse iskorištavanja iscrpljenih plinskih i naftnih ležišta. Upravo je stoga projekt osmišljen tako da sve instalacije izgrađene radi inicijalnog crpljenja plina u prvoj fazi projekta budu u funkciji i budućeg skladišta plina nakon realizacije druge faze.

Izgradnjom novoga podzemnog skladišta plina relativno malenoga radnog volumena postići će se znatno povećanje ukupnih izlaznih kapaciteta iz sustava skladišta plina, uz poboljšanje fleksibilnosti cijeloga skladišno-transportnog sustava, što će pridonijeti povećanju sigurnosti opskrbe plinom u Republici Hrvatskoj.



- | | | | |
|--|-----------------------|---|------------------------|
|  | CJEVOVODI |  | TLAČNE POSUDE |
|  | IZGRADNJA POSTROJENJA |  | OFFSHORE POSTROJENJA |
|  | RADIONICA |  | UPRAVLJANJE KVALITETOM |



SCAN

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



Mogućnosti povećanja energetske učinkovitosti na PSP Okoli

Energy efficiency opportunity at underground gas storage facility (UGS) Okoli

Ivan Orešković
Helena Matković
Alen Paljušić

Podzemno skladište plina d.o.o.

Ivan Zelenika

Podzemno skladište plina d.o.o.
ivan.zelenika@psp.hr



Ključne riječi: podzemno skladište plina, eksurgija, turbo-ekspander, obnovljivi izvori energije.

Keywords: underground gas storage, exergy, expansion turbine, renewable energy sources



Sažetak

Tijekom rada podzemnog skladišta plina, kinetička energija plina smanjuje se na ventilima redukcijske stanice gdje se tlak konačno smanjuje na vrijednost tlaka transportnog sustava. U tom se procesu dio kinetičke energije plina nepovratno se gubi na prigušnim ventilima redukcijske stanice. Navedeni gubitak energije moguće je oporaviti ugradnjom uređaja kao što je turbo-ekspander u svrhu generiranja električne energije. Korištenjem računalnih aplikacija procijenjeni su viškovi električne energije koje će generirati integrirani sustav turbo-ekspandera i generatora u ovisnosti o procesnim parametrima. Osim ugradnje turbo-ekspandera maksimalne snage, obrađena je i mogućnost povećanja energetske učinkovitosti podzemnog skladišta plina Okoli ugradnjom fotonaopuskog sustava na slobodnim površinama objekta PSP Okoli, te je dana procjena proizvodnje električne energije na lokaciji na godišnjoj razini. Prikazana tehnička rješenja odgovaraju godišnjoj potrošnji električne energije skladišta plina PSP Okoli.



Abstract

During the operation of the Underground gas storage facility, kinetic energy of the withdrawal gas is reduced at the reduction station valves and gas pressure is finally reduced to the value of the gas transport system pressure. During this process gas kinetic energy is irreversibly lost at the throttle valves. Energy loss can be recovered by installing a turbo-expander with an electric generator in order to generate electricity via gas expansion process. Using industry process software, electricity production via expansion turbine – generator system was estimated in dependence of gas production process parameters. Furthermore, possible solutions for process decarbonization improvements were considered by installing a photovoltaic system at PSP Okoli site. Proposed solutions should be able on annual basis to produce an amount of electricity comparable with total (every year) UGS Okoli consumption.

1. Uvod

Aktualna energetska politika Europske komisije zauzima se za povećanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije (OIE) [1], [3]; a zahvaljujući različitim oblicima subvencija, količina

OIE u ukupnoj opskrbi električnom energijom znatno se povećala unazad 10 godina. Nagle promjene u kretanju cijena energenata, ovisnost većine zemalja o uvozu energije kao i sve izraženije posljedice klimatskih promjena dovode obnovljive izvore energije i energetska neovisnost u središte nacionalnih energetske strategija [2], [5]. U vremenu kontinuiranog rasta cijene energenata, primjena energetske učinkovitih tehnologija na postojećim procesnim postrojenjima postaje sve isplativija i aktualnija [4], [6]. Unutar ovog rada dat je prikaz razmatranih mogućnosti korištenja različitih tehnologija (foto-napona i turboekspandera) u svrhu proizvodnje električne energije za potrebe rada postrojenja PSP Okoli.

Podzemno skladište plina „Okoli“ jedino je skladište prirodnog plina u Hrvatskoj. Smješteno je na području Sisačko-moslavačke županije u općini Velika Ludina. U radu je od travnja 1988. godine kada je započeo prvi ciklus utiskivanja plina. Skladištenje plina u podzemnim geološkim strukturama omogućuje pohranu velikih količina plina u toplim mjesecima kada je potrošnja plina manja. Uskladišten plin obično se povlači iz skladišta u plinsku mrežu u hladnijem dijelu godine kada su potrebe za plinom povećane.

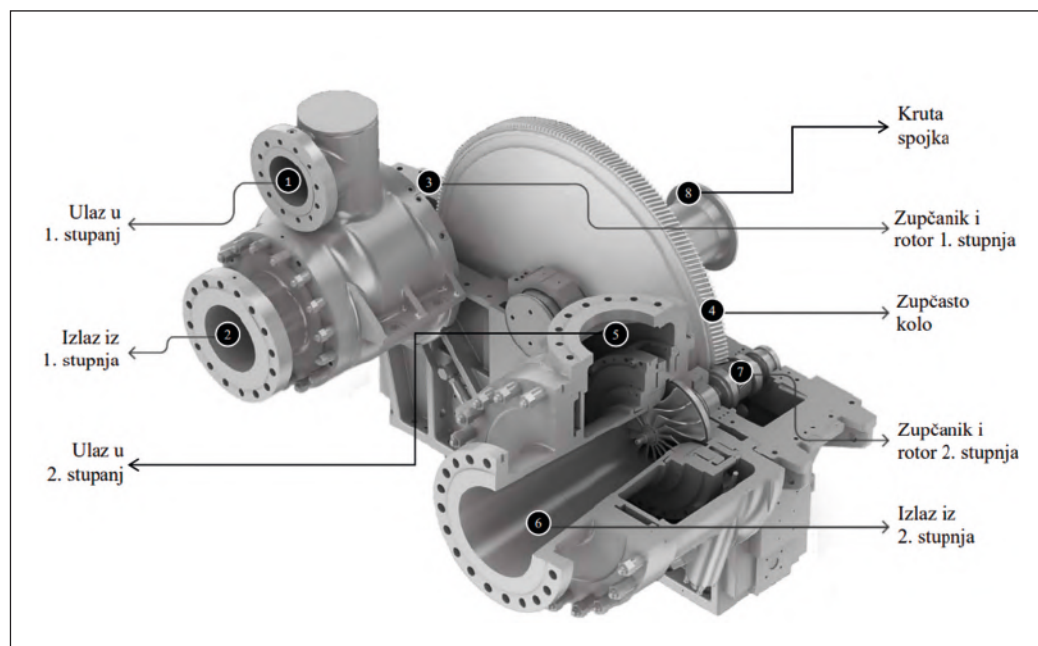
Unutar ovog rada razmatrana je mogućnost povećanja energetske učinkovitosti postrojenja uzevši u obzir uporabu energije redukcije tlaka plina u mjerno-regulacijskoj stanici u sezoni povlačenja plina te korištenje slobodnih površina građevinskih čestica u svrhu proizvodnje električne energije upotrebom fotonaponskih panela.

2. Proizvodnje električne energije upotrebom turbo-ekspandera tijekom ciklusa povlačenja plina iz skladišta

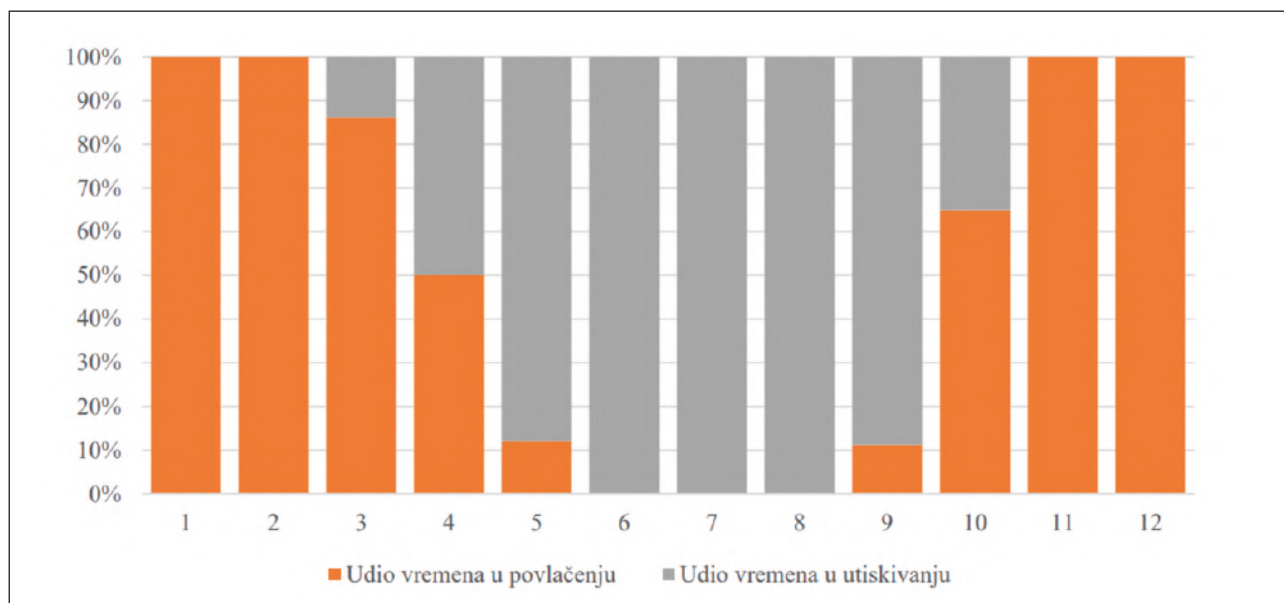
Budući da plin tijekom ciklusa povlačenja putuje iz ležišta gdje je na visokom tlaku do magistralnog plinovoda odnosno krajnjih potrošača, njegov tlak se mora smanjiti na radne uvijete plinskog transportnog sustava odnosno uvjete opskrbe potrošača. Na postojećem skladištu plina u Hrvatskoj, navedeni proces se odvija putem regulacijskih sapnica koje smanjuju količinu „eksergije“ vezane za tlak plina. Umjesto regulacijskih sapnica kao energetske efikasnije rješenje razmotrena je primjena ekspanzijskih turbina (Turboekspandera) [7], [8]. Ugradnjom turboekspandera s električnim generatorom uz postojeće reduksijske ventile mjerno-regulacijskih stanica moguće je ekspanzijom plina u turboekspanderu proizvesti električnu energiju bez utroška goriva za pogon takvih agregata [9], [10].

Turboekspanderi su uređaji koji omogućuju pretvorbu potencijalne energije visokog tlaka plina u mehanički rad. Izrađuju se kao jednostupanjski ekspanderi (za manje redukcije tlaka) ili višestupanjski (do četiri stupnja redukcije) za veće redukcije tlaka (slika 1).

Za aproksimativni izračun proizvodnje struje na osnovi razlike tlaka pomoću turbo-ekspandera korišten je simulacijski program te podaci o radu skladišta, kretanja tlakova i protoka plina, te termo-



Slika 1.
Turboekspander sa dva
stupnja ekspanzije



Slika 2. Prosječna vremenska raspodjela protoka kroz godinu
Izvor: [12]

dinamička svojstva plina [12]. Režimi rada odnosno udio vremena u povlačenju ili utiskivanju za pojedini režim rada prikazani su slikom 2. Sastav plina na ulazu u TE i njegova svojstva dati su tablicom 1.

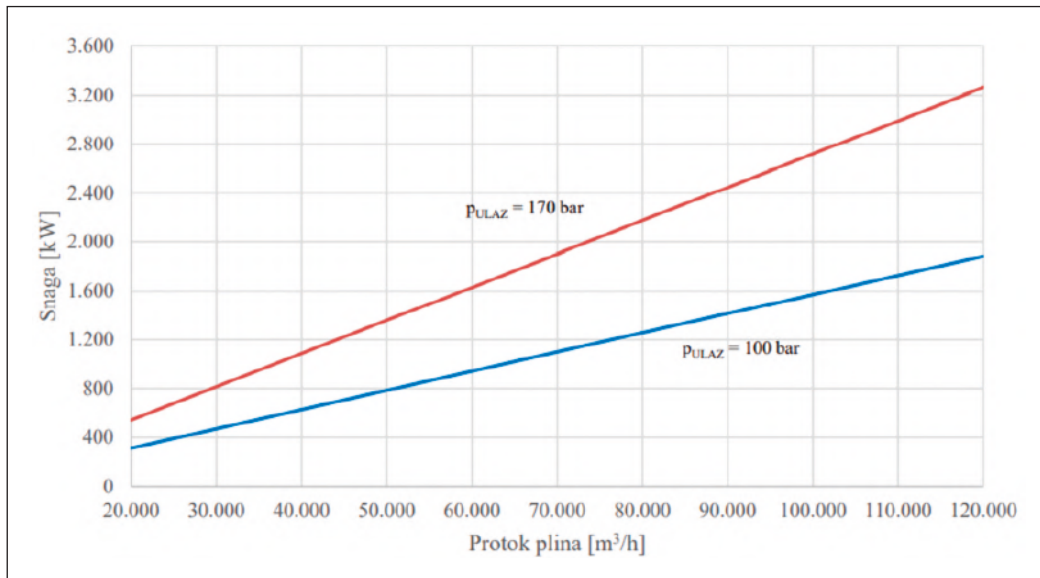
U sezoni povlačenja, plin nakon što napusti ležište prolazi kroz tri redukcijske linije svake maksimalnog kapaciteta 80.000 m³/h. Najveći tlak plina prije

redukcije iznosi 170 bar, a nakon redukcije 45 bar. Prije redukcije plin se zagrijava u grijačima plina na temperaturu od 30-50 °C.

Ekspanzija u turbo-ekspanderu je u idealnom slučaju izentropski proces, za razliku od prigušivanja tlaka plina, prilikom kojeg entalpija plina ostaje nepromijenjena [11].

Tablica 1. Prosječni sastav i svojstva plina na ulasku u ekspander

Komponenta	Molni udio	Kritična temp.	Kritični tlak	Kritični volumen	Acentrični faktor	Molekularna težina
	%	(°C)	(bar)	m ³ /kg.mol		g/g.mol
N ₂	0.79893	-146.95	33.9302	0.0898	0.04	28.01
CO ₂	2.39678	31.05	73.7349	0.0939	0.225	44.01
H ₂ S	0.079893	100.05	89.3325	0.0986	0.1	34.08
C ₁	95.8712	-82.5499	46.591	0.0992	0.0115	16.04
C ₂	0.43119	32.25	49.4568	0.1483	0.0908	30.07
C ₃	0.16274	96.6499	42.9945	0.203	0.1454	44.1
C ₄	0.073214	143.05	37.4547	0.263	0.1868	58.12
C ₅	0.037145	189.35	34.9937	0.255	0.2251	72.05
C ₆	0.038534	227.838	31.981	0.40022	0.25352	84
C ₇	0.027951	250.693	29,352	0.45596	0.27118	94.1122
C ₈	0.02074	273.154	27.3243	0.51079	0.28848	105.063
C ₉	0.015636	294.678	25.6886	0.56473	0.30542	116.5



Slika 3. Snaga turboekspandera pri izlaznom tlaku 45 bar za različite protoke i ulazne tlakove plina
Izvor: [12]

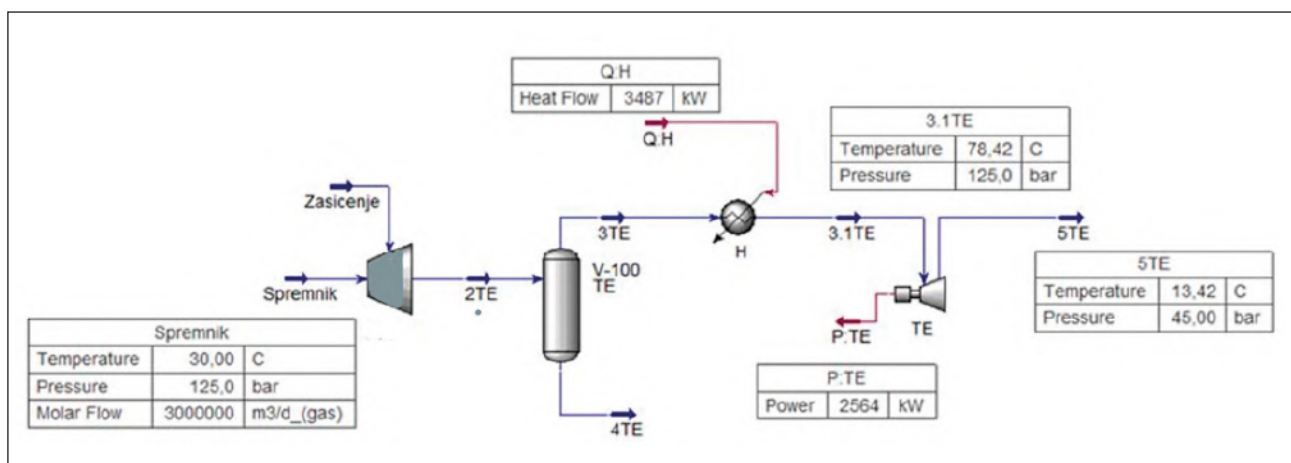
Upotrebom softvera dobiveni su različiti scenariji. Slikom 3 prikazana je teoretski ostvariva snaga turboekspandera u ovisnosti o protoku plina, te ulaznom i izlaznom tlaku plina za ulazni tlak u turboekspander između 170 bar (gornja površina u dijagramu) i 100 bar (donja površina u dijagramu). Volumen omeđen tim površinama predstavlja područje za odabir snage turboekspandera. Proračunata maksimalna električna snaga agregata s turboekspanderom može se ostvariti pri protoku 80.000 m³/h plina; ulaznog tlaka 170 bar i izlaznog tlaka 30 bar, te ona iznosi 2,9 MW.

Energetska i masena bilanca odnosno proračun snage turboekspandera za ulazni tlak od 125 bar i izlazni tlak iz TE od 45 bar prikazana je slikom 4. Raspon navedenih tlakova predstavlja prosječne vrijednosti u ciklusu povlačenja i prema njima je odabrana veličina turboekspandera koji može prihvatiti protok od 38.000 Sm³/h do 125.000 Sm³/h, ovisno o

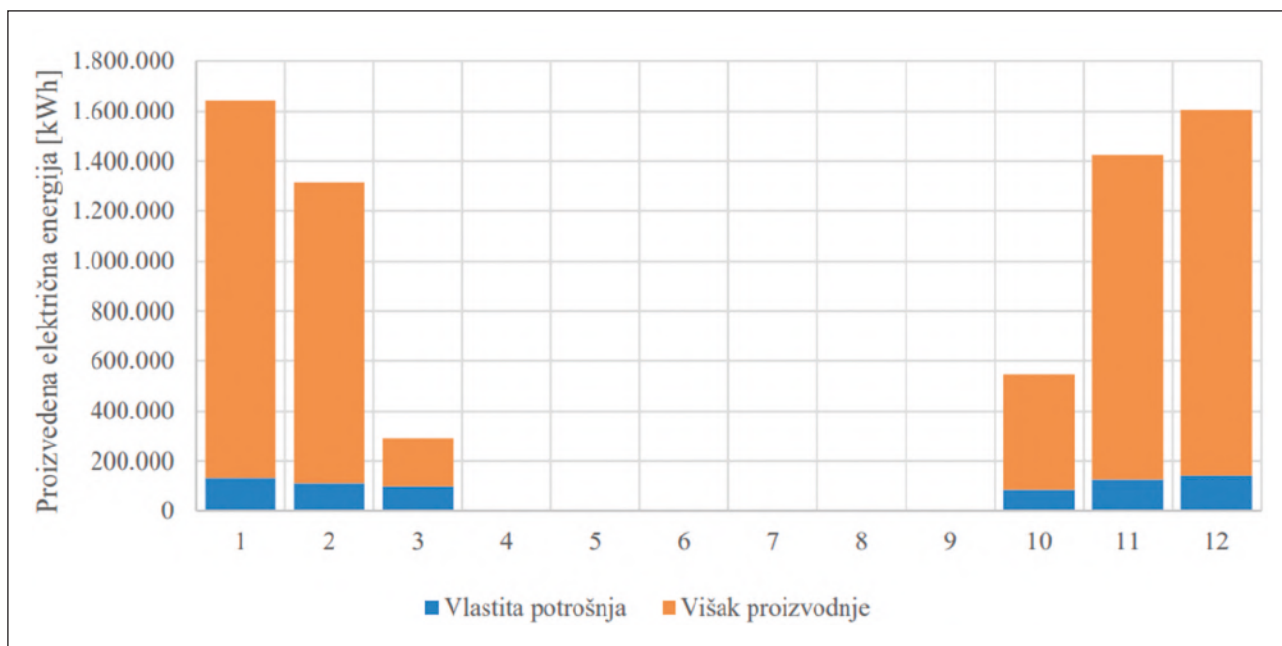
protoku odgovarajuća snaga se kreće od 700 kW za minimalni protok do 2550 kW za maksimalni protok.

Na osnovi raspoloživih podataka o dinamici povlačenja plina tijekom četiri uzastopna ciklusa povlačenja plina, slikom 5 dat je prikaz moguće proizvodnje električne energije po mjesecima.

Očekivana proizvodnja električne energije iz turboekspandera gore prikazanih karakteristika, na razini četverogodišnje prosječne količine povučenog plina iz PSP Okoli iznosi 6825 MWh godišnje. Kako se u ciklusu povlačenja plina vlastita potrošnja PSP Okoli kreće oko 200 kW/h, s minimumom 120 kW/h, praktički sav višak proizvedene električne energije generiran turboekspanderom maksimalne snage trebao bi se isporučiti u mrežu Hrvatske elektroprivrede ili primjenom inovativnih tehničkih rješenja utrošiti na samoj lokaciji (primjerice višak električne energije moguće je utrošiti u zimskim mjesecima za grijanje



Slika 4. Energetska i masena bilanca turboekspandera
Izvor: [12]



Slika 5. Proizvedena električna energija i odnos količine energije za vlastitu potrošnju i viška proizvedene energije

plina putem električnih umjesto plinskih toplovodnih kotlova). Na lokaciji Okoli trenutno su u upotrebi 3. plinska kotla svaki snage 3500 kW.

3. Proizvodnja električne energije izgradnjom solarne elektrane na slobodnim površinama lokacije postrojenja

Potencijal iskorištenja solarne elektrane na području Hrvatske se kreće od 970 do 1380 kW/h po m² površine solarnog kolektora postavljenog pod opti-

malnim godišnjim kutom [13]. Površine na kojima postoji mogućnost ugradnje integriranih fotonaponskih panela na PSP Okoli su krovne plohe odabranih objekata koje imaju povoljnu orijentaciju, tj. azimut od 190° (tablica 2).

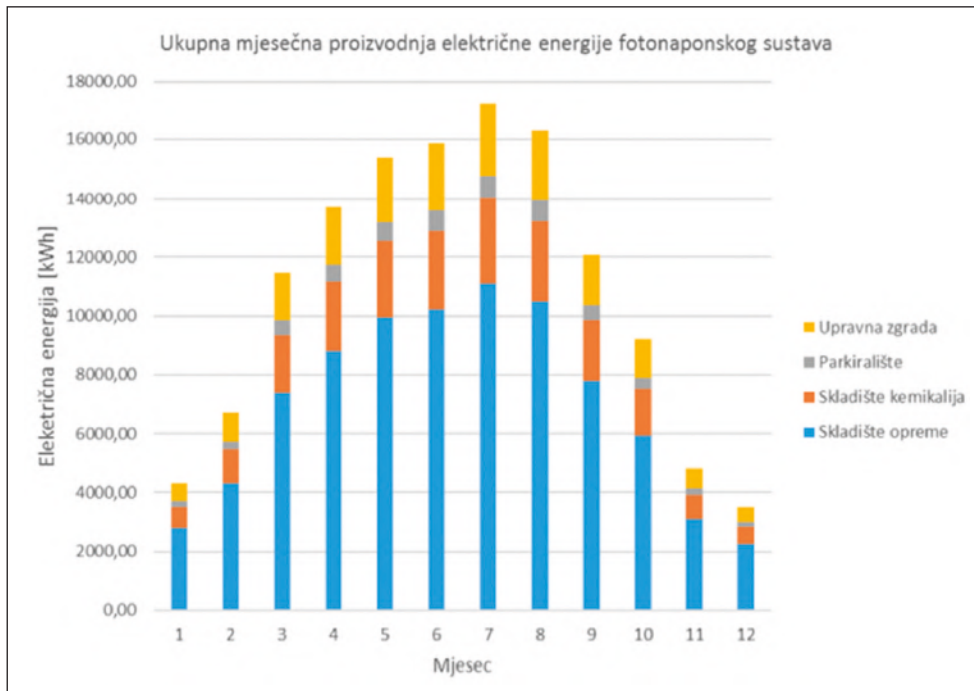
Ukupna mjesečna proizvodnja električne energije iz navedenih površina dana je slikom 6.

Planiranje veće solarne elektrane moguće je na raspoloživoj površini od 80 000 m² u vlasništvu ili zakupu PSP-a, a obzirom na geo-lokaciju i stupnju osunčanosti pretpostavlja se moguća godišnja proizvodnja struje na razini 5 000 MWh.

Tablica 2: Krovne površine na kojima postoji mogućnost ugradnje fotonaponskog sustava

Izvor: [13]

Objekt	Tlocrtna površina (m ²)
Skladište opreme, materijala i rezervnih dijelova	1149,10
Skladište kemikalija	337,62
Upravna zgrada	554,19
Natkriveno parkiralište 1	189,00
Natkriveno parkiralište 2	127,26
Ukupno:	2357,17



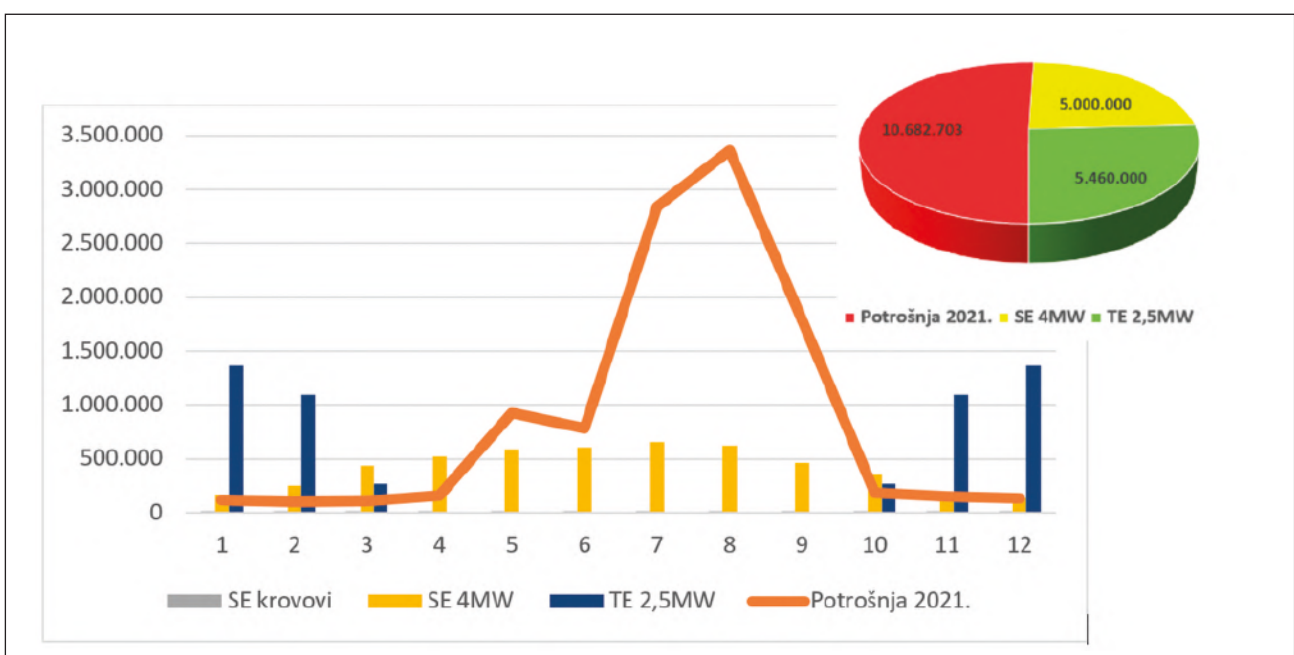
Slika 6. Ukupna mjesečna proizvodnja električne energije fotonaponskog sustava

Izvor: [13]

4. Analiza potrošnje i proizvodnje električne energije na lokaciji PSP Okoli

Ukupna količina izračunate generirane električne energije pomoću turbo-ekspandera tijekom jednog ciklusa povlačenja plina iz skladišta iznosi približno 5400 MWh dok bi količina električne energije generirane iz Sunčane elektrane na godišnjoj razini iznosila približno 5000 MWh. Gledajući po mjesecima na

godišnjoj razini intenzitet proizvodnje struje iz TE i SE je nejednoliko raspoređen budući da TE generira električnu energiju tijekom ciklusa proizvodnje plina iz skladišta dok je intenzitet rada elektrane najveći tijekom ljetnih mjeseci dok se skladište nalazi u ciklusu utiskivanja plina. Ovisno o načinu rada skladišta (povlačenje ili utiskivanje) varira i potrošnja električne energije samog pogona, analiza potrošnje i moguće proizvodnje električne energije na lokaciji PSP Okoli prikazana je slikom 7.



Slika 7. Analiza potrošnje i moguće proizvodnje električne energije na lokaciji PSP Okoli

5. Zaključak

Unutar rada dat je prikaz mogućnosti proizvodnje električne energije izgradnjom solarne elektrane na slobodnim površinama postrojenja PSP Okoli, kao i upotrebom sustava turboekspander – generator na redukcijskoj stanici postrojenja. Ukupna procijenjena količina proizvedene električne energije na godišnjoj razini za jedan ciklus povlačenja plina iznosi 10 460 MWh što odgovara prosječnoj godišnjoj potrošnji električne energije postrojenja. Većina potrošnje elek-

trične energije postrojenja odvija se u ljetnim mjesecima tijekom rada kompresorskih jedinica, odnosno u periodu kada sustav generatora i ekspandera nije u radu čime je ugradnja sustava ekspandera tehnički neopravdana. Budući da se radi o znatnoj količini energije koju zbog režima rada postrojenja nije moguće adekvatno iskoristiti na lokaciji nužno je iznalaženje tehničkih i regulatornih okvira koji bi omogućili veću energetska učinkovitost postrojenja i postizanje dodatnih ušteda u potrošnji energije.

Literatura

- [1] The European green deal; Brussels; 11. 12. 2019.
- [2] Gas for climate, 2020; Gas decarbonisation pathways, str. 2020-2050, april 2020.
- [3] Krsnik S., Pavlović D. Energetska tranzicija – utjecaj primjene vodika na kvalitetu plina u transportom sustavu s ciljem dekarbonizacije plinskih sustava, Zbornik radova 35. Međunarodnog znanstveno-stručnog skupa stručnjaka za plin, 2020., str. 49–59.
- [4] EntsoG 2050.: Roadmap for Gas Grids, Brussels, 2019.
- [5] Acer, NRA-s Survey: Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptation, 10. 7. 2020.
- [6] Zelenika I., Pavlović D., Rajič P., Kovačić T., Srpak M. Hydrogen Underground Storage as a Critical Factor in the Energy Transition Period, Technical gazette, Vol. 28, No 5, 2021, pp. 1480–1487.
- [7] Kostowski, W. The possibility of energy generation within the conventional natural gas transport system, Strojarstvo 2010, 52, str. 429–440.
- [8] Poživil, J., 2004. Use of Expansion Turbines in Natural Gas Pressure Reduction Stations, Acta Montanistica Slovaca, 3, 2004, pp. 258–260.
- [9] Kaneko, K., Ohtani, K., Tsujikawa, Y., Fuji, S. Utilization of the cryogenic exergy of lng by a mirror gas-turbine, Applied Energy 4, 2004, 79, pp. 355–369.
- [10] Szargut, J. Exergy Method: Technical and Ecological Applications, WIT Press Southampton, 2005, 18, p. 192.
- [11] Szargut, J., Szczygiel, I. Utilization of the cryogenic exergy of liquid natural gas (LNG) for the production of electricity, Energy 7, 2009, 34, pp. 827–837.
- [12] Studija izvodljivosti ugradnje turboekspandera na lokaciji PSP Okoli, Tehnokom d. o. o., 2019, Zagreb.
- [13] Studija predizvodljivosti izgradnje fotonaponskog sustava na lokaciji PSP Okoli, ECO-INA d. o. o. 2017., Zagreb.
- [14] Pipeflowcalculations, 2022., <https://www.pipeflowcalculations.com/pipe-valve-fitting-flow/compressible-gas-flow.xhtml>

Parametric analysis of liquefied hydrogen refuelling station operation

Parametarska analiza rada punionice s ukapljenim vodikom

Assoc. Prof. Luka Perković, PhD
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
luka.perkovic@rgn.unizg.hr



Keywords: Liquefied hydrogen (LH2), hydrogen refuelling station, hydrogen boil off, fuel cell electric vehicle (FCEV), ambient air vaporizer (AAV)

Ključne riječi: ukapljeni vodik (LH2), punionica vodika, otparak vodika, vozila na vodikove gorive članke (FCEV), atmosferski isparivač

Abstract

This paper presents a parametric analysis of hydrogen refuelling station with liquefied hydrogen tank using a simulation model that describes the operation of the refuelling station with all significant system components such as the main liquefied hydrogen tank, evaporator, intermediate tank, as well as a model that describes in detail the process of filling the vehicle's tank with highly pressurised hydrogen. The model includes a detailed thermodynamic description of hydrogen, as well as environmental parameters that affect the operation of the station. Single-week simulations for hypothetic location City of Zagreb were carried out during the winter and summer months with 40 vehicles charging in repeating daily pattern. For comparison, scenario with no charging is presented to analyse the loss of hydrogen due to pressure reduction of the main and buffer tank. The results show that the operation of the refuelling station in terms of pressure increase and release of boil-off gases into the atmosphere is significantly affected by weather

conditions, as well as the dynamics of vehicle filling. The amount of boil-off gas is more influenced by the pressure decrease of the main tank by releasing the liquefied hydrogen towards the vaporizer and buffer tank than the heat penetration into it.

Sažetak

U ovom radu je prikazana parametarska analiza punionice vodika sa spremnikom ukapljenog vodika pomoću simulacijskog modela koji opisuje rad punionice sa svim značajnim komponentama sustava poput glavnog spremnika ukapljenog vodika, isparivača, međuspremnik kao i modelom koji detaljno opisuje proces punjenja spremnika vozila vodikom pod visokim tlakom. Model uključuje detaljan termodinamički opis vodika, kao i okolišne parametre koji utječu na rad punionice. Provedene su jednodnevne simulacije za hipotetsku lokaciju punionice u Gradu Zagrebu tijekom zimskog i ljetnog mjeseca s dinamičkom punjenja od 40 vozila dnevno u ponavljajućem uzorku. Za usporedbu je prikazan i scenarij bez punjenja vozila. Rezultati pokazuju da na rad punionice u smislu porasta tlaka i otpuštanja otparka u atmosferu značajno utječu vremenski uvjeti, kao i dinamika punjenja vozila. Na količinu otparka značajnije utječe dinamika pada tlaka u glavnom spremniku uslijed pražnjenja prema isparivaču i međuspremniku, nego prodor toplinskog toka u njega.

1. Introduction

By setting up the goal of 90% decrease of greenhouse gas emissions from transport sector by 2050, with respect to Year 1990., European Commission has clearly stated that alternatives to an existing fossil fuels have to be introduced [1]. One of the alternatives is to use the renewable or clean hydrogen, as recognized by the European hydrogen strategy [2]. Hydrogen possesses specific challenges in logistics and supply to potential customers, especially to fuel cell electric vehicles (FCEV's) [3]. All customers Today use gaseous, highly pressurised hydrogen in order to achieve the maximum energy density and hydrogen refuelling stations deliver this hydrogen at 350 or 700 bar [4,5]. However, in logistics and supply of hydrogen towards the refuelling stations hydrogen is delivered in liquefied form (LH2), keeping the energy density high at lower pressures [6]. The process is like the liquefied natural gas logistics (LNG), with different process parameters. Data from European Alternative Fuels Observatory (EAFO) show that [7]. One of the main challenges in LH2 logistics is the management of hydrogen boil-off [8,9]. In parallel research, solutions aiming to zero boil-off have been proposed [10,11], but today boil-off gas is usually vented into the atmosphere [12] resulting in degradation of of LH2 and hydrogen economy.

The aim of this work is to evaluate the amount of hydrogen boil-off in cases of different hydrogen supply patterns and expected heat penetration in to the LH2 tank. Simulations have been done with own model and external thermodynamic module in the in-house written script in Python programming language [13].

2. LH2 refuelling station model

2.1. Model concept and model assumptions

The model is developed based on following assumptions:

- LH2 refuelling station has one single dispenser for high-pressure hydrogen supply at 700 bar pressure
- The model assumes thermodynamic equilibrium and 100% pure H₂ as a working fluid
- Lumped sum parameters approach is used for description of main system components
- Main (LH₂) and buffer tanks are modelled as a single, and vaporizer (AAV) is modelled as serially connected control volumes
- Hydrogen flow is incompressible – the only change in volume/density of the hydrogen is due to thermal expansion during heat exchange and mass flow rate is constant in all segments of AAV
- Cryogenic pump has isentropic efficiency of 0.8
- Numerical integration is explicit (time marching approach)

The assumptions were necessary to simplify the mathematical model and keep it relatively simple in terms of process control. The scheme of the LH₂ refuelling station is presented in Figure 1.

Fuel cell electric vehicle (FCEV) is charged from the buffer tank, where hydrogen passes through the dispenser. The role of dispenser is to perform pressure reduction in pressure reduction valve (PRV) and pre-cool the hydrogen to -40 °C. Pre-cooling of hydrogen is done to increase the density and overall mass in the tank and to compensate the temperature increase in

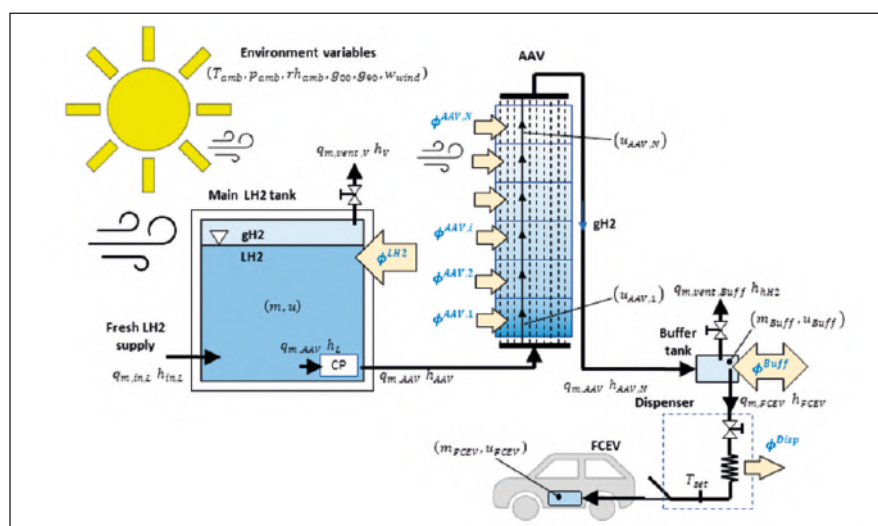


Figure 1. Scheme of the LH₂ refuelling station

PRV due to Joule-Thomson effect. Buffer is kept at high pressure and pressure increase is done with the stream of fresh hydrogen from main tank (LH2 tank) that passes through the ambient air vaporizer (AAV) between LH2 and buffer tank. The buffer tank has no special thermal insulation. The LH2 tank is kept at pressures between 1.5 and 2.5 bar, which means that temperature inside the tank is around -250 °C. It is not possible to prevent heat gain from the environment, so there will always be the boil-off hydrogen that increases the pressure in the tank. The LH2 tank must be depressurized either through the AAV/ buffer tank, or through the gaseous hydrogen release through its own pressure release valve. When vapor volume fraction exceeds half the tank, LH2 tank has to be refilled through fresh hydrogen supply.

2.2. Mathematical description

The model is based on lumped parameters approach, which assumes that system elements are presented with control volumes with homogeneous distribution of heat and mass. For each control volume the balance of mass and energy is done according to flux through the border of the control volume and in the case of LH2 tank internal sources and sinks of energy and mass due to phase transition between liquid and gaseous hydrogen. The mass and energy balance of the main LH2 tank are:

$$\frac{dm_{LH2}}{dt} = q_{m,in,L} - q_{m,AAV} - q_{m,vent,V}$$

$$\frac{d(mu)_{LH2}}{dt} = q_{m,in,L}h_{in,L} - q_{m,AAV}h_L - q_{m,vent,V}h_V + \phi_{LH2}$$

Change in mass of the main tank, m_{LH2} , equals inlet mass flow rate of the fresh supply, $q_{m,in,L}$, minus mass flow rate towards the AAV, $q_{m,AAV}$, and vented hydrogen vapor, $q_{m,vent,V}$. The change of energy is

related to the energy exchange due to mass flow exchange with specific enthalpies of fresh stream, $h_{in,L}$, and specific enthalpies of liquid and vapor phase of hydrogen, h_L and h_V , and heat power gain from the environment, ϕ_{LH2} . The values of and are updated after each time step and calculation of other thermodynamic parameters is done according to the CoolProp thermodynamic module [14]:

$$(m_{LH2}) \Rightarrow \left(\rho_{LH2} = \frac{m_{LH2}}{V_{LH2}} \right) \Rightarrow (p, T, x, h \dots)_{LH2} =$$

$$= f_{CoolProp}(u_{LH2}, \rho_{LH2})$$

To get values of specific phase within the LH2 tank, the following formulae are used:

$$m_V = x_{LH2}m_{LH2}; m_L = (1 - x_{LH2})m_{LH2}$$

$$h_V = x_{LH2}h_{LH2}; h_L = (1 - x_{LH2})h_{LH2}$$

where x_{LH2} is the vapor quality of the hydrogen in the LH2 tank. If pressure exceeds the maximum allowable pressure, the Lh2 is vented to the atmosphere through the safety valve. The equation for mass flow rate is taken from [15]:

$$q_{m,vent,V} = 0.471N_2C_{V,LH2}p_{LH2} \sqrt{\frac{1}{G_{g,LH2}T_{LH2}}} \frac{0.001}{60} \rho_V$$

The heat power penetration through the double stainless steel and multilayer insulation (MLI) is presented in Figure 2.

The heat penetration is influenced by the convective and radiative heat transfer from the environment to the outer surface of the LH2 tank, T_s . Second step is to calculate the heat transfer between the outer surface of the tank T_s and liquefied hydrogen temperature T_{LH2} . The heat transfer is equal to difference

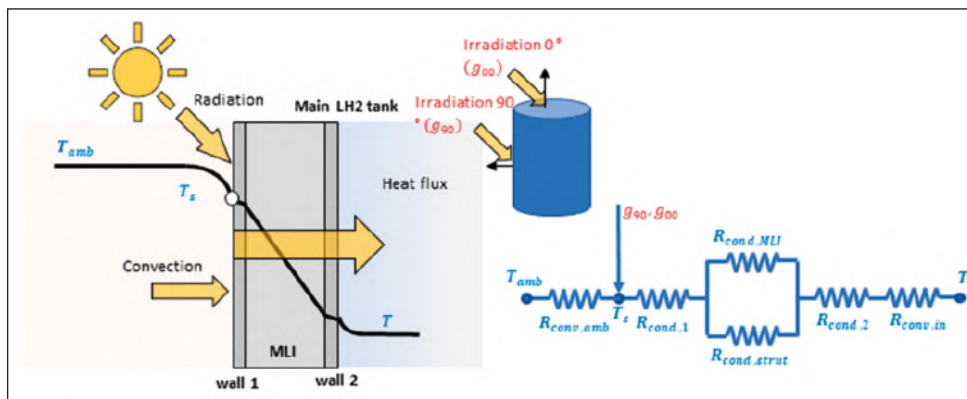


Figure 2. Schematic presentation of heat power gain from the environment to the LH2 tank

in temperature divided by the serial combined conductive thermal resistance of both walls and parallel connection of multilayer insulation and strut. The balance equation is:

$$\frac{T_{amb} - T_s}{R_{conv,out}} + g_{90}\alpha = \frac{T_s - T_{LH2}}{R_{comb}}$$

$$R_{comb} = R_{cond,1} + \frac{R_{cond,MLI}R_{cond,strut}}{R_{cond,MLI} + R_{cond,strut}} + R_{cond,2} + R_{conv,in}$$

The before mentioned procedure is based on references [16] and [17]. Convective heat transfer at the outer surface, $R_{conv,out}$, is influenced by the wind. When there is no wind, the convection is natural, with wind it becomes forced. The estimation on the heat transfer coefficients is provided by Bergman et al. [18]. Convective resistance at the inner surface, $R_{conv,in}$, is neglected. Conductive heat resistances are calculated with the equation $R_{cond} = \ln(r2/r1)/(2\pi\lambda L)$, where λ is thermal conduction coefficient, and is characteristic length of the cylinder. Due to nonlinear set of equations that connect the T_s , $R_{conv,out}$ and ϕ_{LH2} , the iterative procedure is applied.

The energy balance of AAV is one for each segment of the vaporizer. The mass flow rate is divided by the number of AAV tubes $q_{m,AAV,1} = q_{m,AAV}/N_{AAV}$ where N_{AAV} presents number of tubes connected in parallel between LH2 and the buffer tank. Due to heat gain in each AAV segment, hydrogen velocity increases within the AAV tube, but due to the assumption of incompressible flow the mass flow rate remains constant. For each segment the energy balance, the continuity equation and impulse equation can be written:

$$\frac{d(u_{AAV,i})}{dt} = \frac{1}{m_{AAV,i}} [q_{m,AAV,1}(h_{AAV,i-1} - h_{AAV,i}) + \phi_{AAV,i}]$$

$$w_{AAV,i} = \frac{q_{m,AAV,1}}{\rho_{AAV,i}A_{AAV,in}}$$

$$\nabla p_{AAV,i} = -\rho_{AAV,i} \left(w_{AAV,i} \nabla w_{AAV,i} + \frac{f_{fr}}{d_{AAV,in}} \frac{1}{2} w_{AAV,i}^2 \right)$$

In upper set of equations mass inside each AAV segment is calculated with the equation $m_{AAV,i} = \rho_{AAV,i} V_{AAV,i}$ and $d_{AAV,in}$, $A_{AAV,in}$ and $V_{AAV,i}$ are geometry parameters. The parameter f_{fr} presents friction factor of hydrogen stream through the tube. The heat gain, $\phi_{AAV,i}$, is calculated similar to procedure for ϕ_{LH2} , with difference that convective thermal resist-

ance on the inner side of the AAV tube is taken into account. This thermal resistance is influenced by the Reynolds number which depends on velocity, viscosity and density of the hydrogen stream in each AAV segment, $Re_{AAV,in,i} = w_{AAV,i} d_{AAV,in} / \mu_{AAV,i}$. Similar as in the case for LH2, the only forced convection in heat transfer comes from the wind. Since AAV tube is finned tube, the fin efficiency is also considered. Balance equations for buffer tank can be written as:

$$\frac{dm_{buff}}{dt} = q_{m,AAV} - q_{m,FCEV} - q_{m,vent,buff}$$

$$\frac{d(mu)_{buff}}{dt} = q_{m,AAV} h_{AAV,N} - q_{m,FCEV} h_{buff} - q_{m,vent,buff} h_{buff} \pm \phi_{buff}$$

Buffer is filled with mass flow rate $q_{m,AAV}$ and emptied with mass flow rate towards the FCEV during the charging, $q_{m,FCEV}$ or vented to the atmosphere due to depressurization of the tank. Enthalpy associated to the inflow from ANN equals to the enthalpy inside the last AAV segment, $h_{AAV,N}$. Parameters m_{buff} and u_{buff} are calculated for each time step and all remaining thermodynamic parameters can be calculated from CoolProp module and inputs u_{buff} and $\rho_{buff} = m_{buff}/V_{buff}$

$$\begin{pmatrix} m_{buff} \\ u_{buff} \end{pmatrix} \Rightarrow \begin{pmatrix} \rho_{buff} = \frac{m_{buff}}{V_{buff}} \\ u_{buff} \end{pmatrix} \Rightarrow (p, T, h \dots)_{buff} = f_{CoolProp}(u_{buff}, \rho_{buff})$$

The procedure is similar, but substantially simpler than for the LH2 case due to presence of only gaseous high-pressure hydrogen. Heat gain ϕ_{buff} is also calculated like ϕ_{LH2} . If necessary, pressure can be decreased through the safety valve, where mass flow rate $q_{m,vent,buff}$ is calculated with the same equation as for venting of the LH2, but with different valve flow coefficient.

Dispenser is responsible for pressure reduction and decrease of temperature to the pre-set value of $T_{disp,set} = -40$ °C. Pressure reduction in PRV and cooling are presented with equations [15]:

$$q_{m,FCEV} = N_2 C_{v,PRV} p_{buff} \left(1 - \frac{2(p_{buff} - p_{FCEV})}{3p_{buff}} \right) \sqrt{\frac{(p_{buff} - p_{FCEV})}{p_{buff} G_{g,buff} T_{buff}} \frac{0.001}{60} \rho_{buff}}$$

$$\phi_{disp} = q_{m,FCEV} q_{disp} = q_{m,FCEV} (h_{disp,set} - h_{buff})$$

Gas specific gravity is calculated with equation $G_{g,buffer} = \rho_{buffer} / \rho_{air@1atm,60^{\circ}F}$. Heat power and specific heat removal from the dispenser, ϕ_{disp} and q_{disp} , are negative. The balance equations for FCEV are:

$$\frac{dm_{FCEV}}{dt} = q_{m,FCEV}$$

$$\frac{d(mu)_{FCEV}}{dt} = q_{m,FCEV}h_{disp}$$

Similar to the case of LH2 and buffer, the remaining thermodynamic parameters can be obtained from the CoolProp module:

$$(m_{FCEV}, u_{FCEV}) \Rightarrow \left(\rho_{FCEV} = \frac{m_{FCEV}}{V_{FCEV}}, u_{FCEV} \right) \Rightarrow (p, T, h \dots)_{FCEV} = f_{CoolProp}(u_{FCEV}, \rho_{FCEV})$$

3. Case study: LH2 refuelling station in location City of Zagreb

The location of the case study is City of Zagreb. The setup of the case study consists of environment data, presented in Figure 3, parameters of the LH2 refuelling station, Table 1. and process parameters, Table 2. Analysis of results consists of qualitative and quantitative analysis of main thermodynamic parameters in all elements of the system, with special focus on analysis of hydrogen boil-off in the main LH2 tank.

3.1. Case study setup

Setup can be divided into several categories: location (defines environment conditions – ambient temperature, insolation, wind speed), geometry inputs (LH2 tank, AAV, buffer tank, FCEV tank), material properties (steel, MLI, stainless steel), process parameters (minimum and maximum allowable pressures in LH2 and main tank, valve coefficients, etc.), hydrogen demand in FCEV and numerical parameters of the simulation (simulation time step control).

Environment variables are downloaded from the free PVGIS web-based application [19], Figure 3. Also, simulation domain is noted by a red rectangle, denoting two significantly different time periods in terms of ambient temperature.

The construction material of LH2, AAV and buffer tank is stainless steel with thermal conductivity $\lambda = 15W / (mK)$, while thermal conductivity of MLI is around $\lambda = 10^{-5}W / (mK)$. Geometry parameters are provided in Table 1.

Table 1. Geometry parameters of the LH2 refuelling station model

Parameter	Value	Description
V_{LH2}	11.5 m ³	Volume of the main (LH2) tank
r	0.85 m	Inner diameter of the inner tube (LH2)
d_1, d_2	2 cm	Thickness of inner and outer tube (LH2)

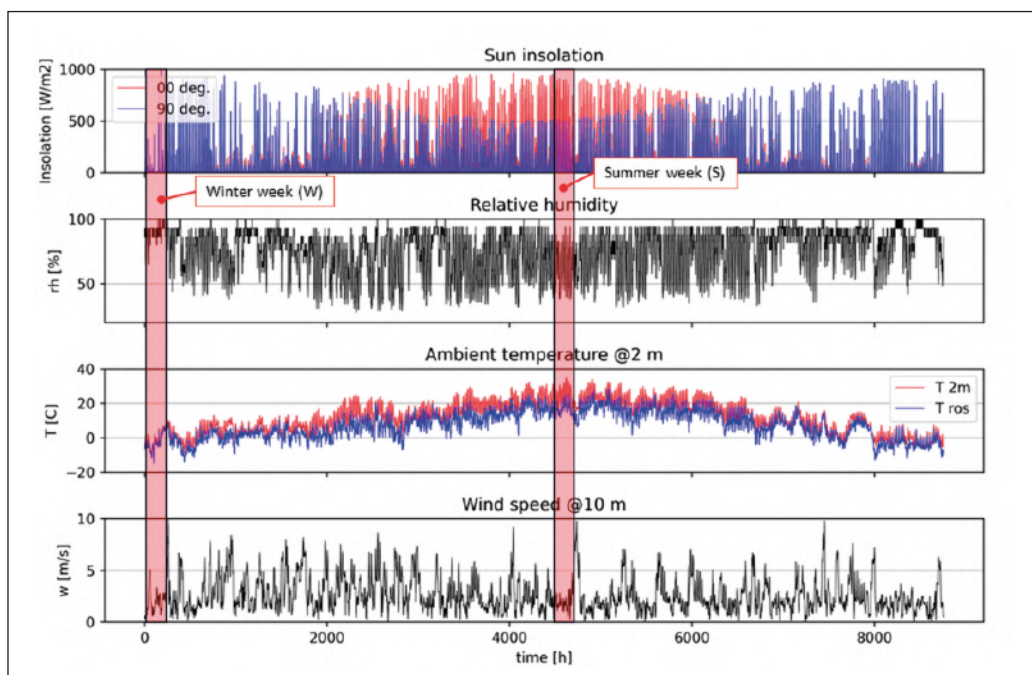


Figure 3. Environmental variables for the location City of Zagreb for one year period

Parameter	Value	Description
d_{MLI}	0.4 m	Thickness of MLI (LH2)
V_{buff}	300 L	Volume of the buffer tank
N_{buff}	15	Number of buffer tanks
r_{buff}	0.15 m	Inner volume of the buffer tank
d_{buff}	2 cm	Tube thickness of the buffer tank
L_{AAV}	10 m	Evaporator length (AAV)
N_{AAV}	10	Number of evaporator tubes
$d_{AAV,in}$	10.5 mm	Inner diameter of evaporator tube
$d_{AAV,out}$	15.7 mm	Outer diameter of evaporator tube
δ_{AAV}	2 mm	Fin thickness (AAV)
h_{AAV}	100 mm	Fin height (AAV)
V_{FCEV}	122 L	H2 vehicle tank (FCEV)

Main process parameter in the model are listed in Table 2.

Table 2. Main process parameters in simulation

Parameter	Value	Description
$p_{LH2,min}$	1.5 bar	Minimum allowable pressure in main tank (LH2)
$p_{LH2,max}$	2.5 bar	Maximum allowable pressure in main tank (LH2)
y_{max}	0.5	Maximum allowable H2 vapor volume ratio in main tank (LH2)
$p_{buff,min}$	900 bar	Minimum allowable pressure in buffer tank
$p_{buff,max}$	1000 bar	Maximum allowable pressure in buffer tank
$P_{FCEV,max}$	700 bar	Maximum allowable pressure in vehicle tank (FCEV)
$C_{v,LH2}$	0.001	Flow coefficient of main tank safety valve (LH2)
$C_{v,buff}$	0.0001	Flow coefficient of buffer tank safety valve
$C_{v,PRV}$	0.01	Flow coefficient of pressure reduction valve between buffer and FCEV (PRV)

The main tank is vented when pressure exceeds $p_{LH2,max}$. Furthermore, main tank has to be refilled when volume fraction of the vapor exceeds y_{max} . The

buffer tank is vented through the safety valve when pressure exceeds $p_{buff,max}$ and has to be refilled with fresh vapor when pressure drops below $p_{buff,min}$. Flow coefficients of the safety and pressure reduction valves are set to determine the desired mass flow rate for given pressure difference. The demand for FCEV vehicle is set as a repeated daily sequence of 40 evenly spaced charges between 6 h and 22 h. The initial pressure is randomized between 20 and 200 bar with initial temperature of 23 °C.

Regarding the numerical parameters, both winter and summer weeks with a total length of 168 h each is simulated with a base time step of 900 s with refinement down to 0878 seconds (1024 times less than the base time step) in periods with high pressure and mass time gradients. All tanks are modelled with a lumped-sum approach, except for the AAV, where vaporizer was divided in to 10 segments. The division is made due to substantial gradients of hydrogen temperatures along the AAV.

Based on the time period and number of vehicles that need to be refilled, total of four scenarios have been modelled, Table 3.

Table 3. Scenarios presented in this work

Scenario	W-00	W-40	S-00	S-40
Week in Year	1st	1st	25th	25th
Number of FCEV's charging each day	0	40	0	40

3.2. Analysis of results: thermodynamic parameters in the main components of H2 refuelling station

Time series of pressure and mass for both LH2 and buffer tank for winter and summer week are presented in Figure 4. W-00 and S-00 scenarios have different dynamics when compared to W-40 and S-40. Moreover, the S-40 scenario reaches the $p_{LH2,max}$ more quickly than W-40. It is also seen that pressure change in buffer tanks for W-40 and S-40 is mainly driven by the FCEV demand, and depressurization of the buffer tank is not needed. On the other hand, in W-00 and S-00 depressurization of the buffer tank is almost constant once the initial period is over.

If mass flow rate is integrated over the complete time span of simulations, Table 4, it can be seen that for the W-40 and S-40 scenarios there is practically no venting of hydrogen into the atmosphere. If there is no demand on hydrogen as presented in cases W-00 and S-00 then substantial amounts of hydrogen is

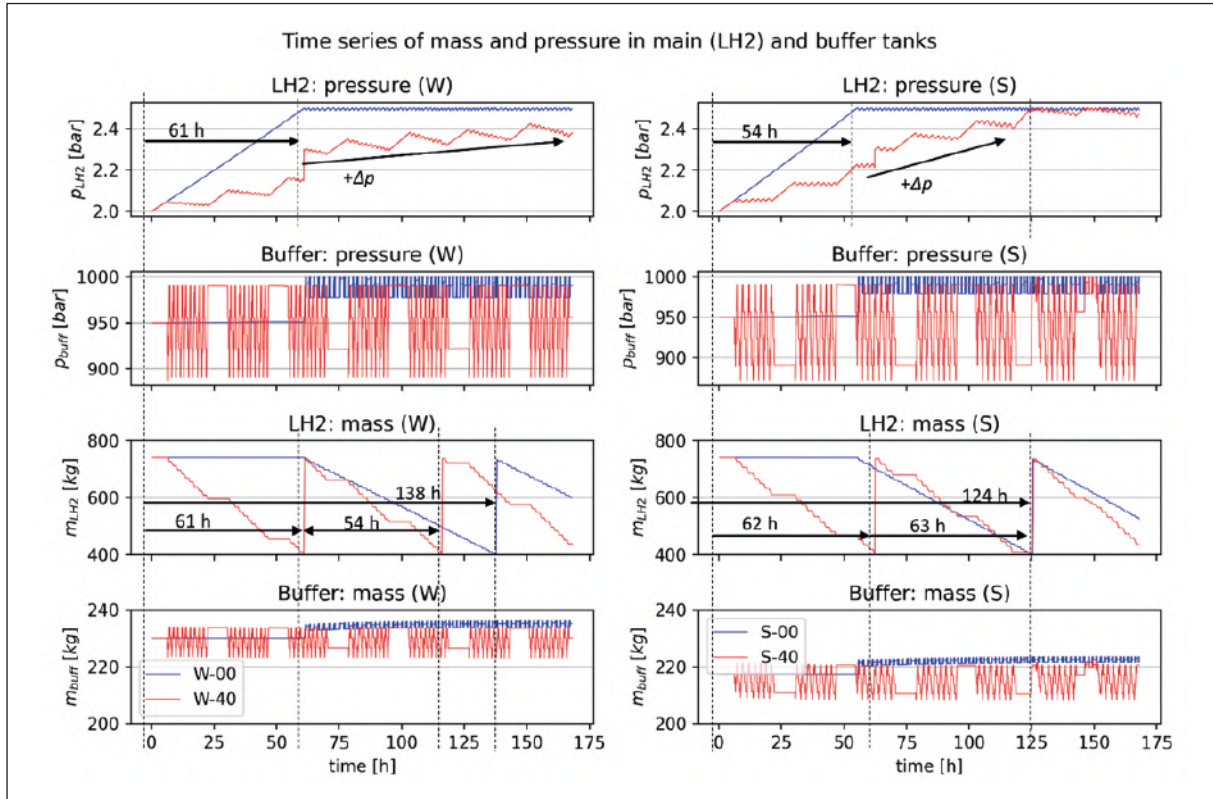


Figure 4. Time series of pressure and mass in the main and buffer tank for winter and summer week

lost. In summer week this loss is 15% higher (538 vs. 464 kg). From the Table 4 it is also visible that during the winter week the amount of hydrogen injected in FCEV is nearly 5% higher (988 vs. 948 kg). In combination with lower heat gain from the environment, this results in longer time until $p_{LH2,max}$ is reached. On the other side, period of refilling the fresh LH2 is shorter during the winter week (54 vs 63 hours).

The following figures present the timeseries of main thermodynamic parameters in FCEV during the charging, Figure 5, and main parametric analysis of thermodynamic parameters as a function of FCEV tank pressure, Figure 6. Since there is no FCEV demand in W-00 and S-00, results only show the difference between W-40 and S-40.

The mass of high-pressure hydrogen charged in FCEV during the winter is approximately 5% higher due to higher mass flow rate through the dispenser. Higher mass flow rate during winter is due to higher density as a result of initially lower temperature in the buffer. The specific heat removal in the dispenser is between 1000 and 1600 kJ/kg, which gives the maximum power of heat removal equal to 32 kW. The resulting temperatures inside the tank and heat removal in the dispenser are higher during the summer. The amount of hydrogen mass per single charging is around 3.5 kg. Pressure reduction in PRV reaches 800 bar during the initial charging time. Charging time is approximately 225 seconds (3.75 minutes).

Table 4. Weekly time integrals of mass balance and temporal duration until specific events

Scenario	W-00	W-40	S-00	S-40
Used H2 mass in FCEV, kg (%)	0 (0)	988 (100)	0 (0)	948 (97)
Lost H2 mass, kg (%) LH2 + buff	464 (100)	0 (0)	538 (100)	27 (3)
Time until $p_{LH2,max}$ reached, h	61	n/a	54	125
Time until LH2 refill, h	138	61	124	62
Period between main tank LH2 refill, h	n/a	54	n/a	63

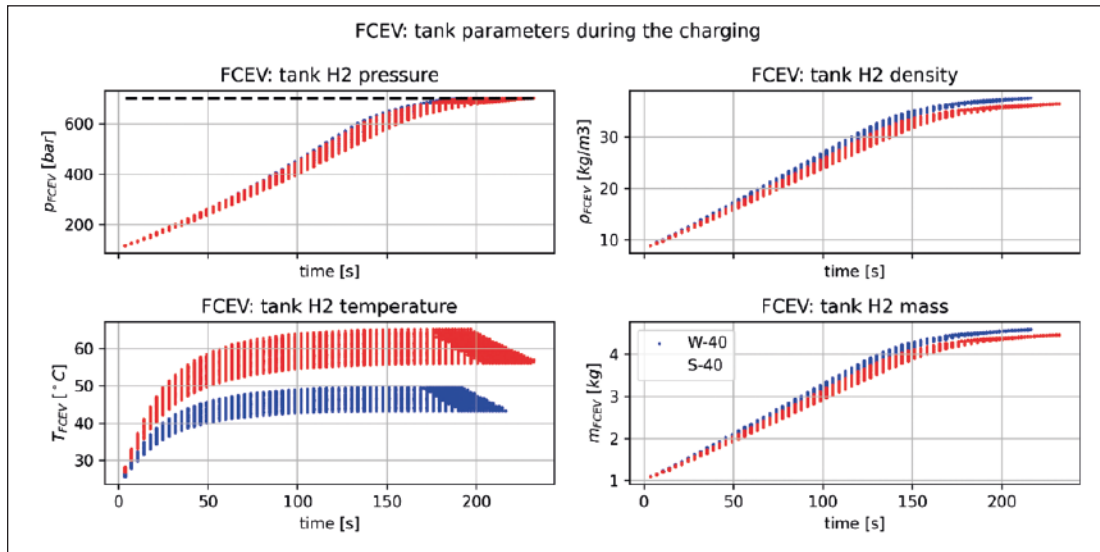


Figure 5. Temporal variations of thermodynamic parameters inside FCEV tank during charging

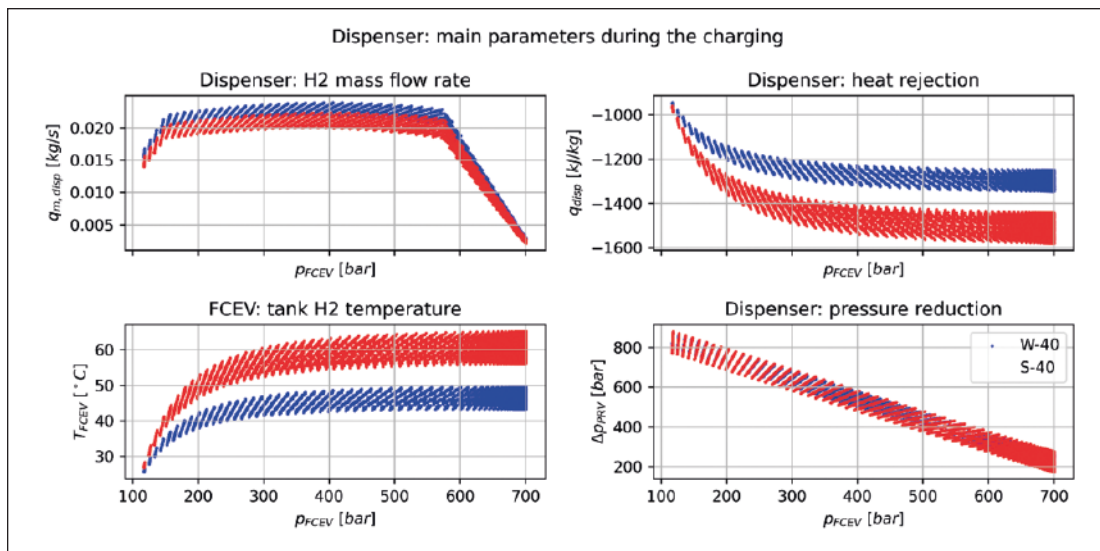


Figure 6. Parametric analysis of dispenser parameters with respect to pressure inside FCEV tank

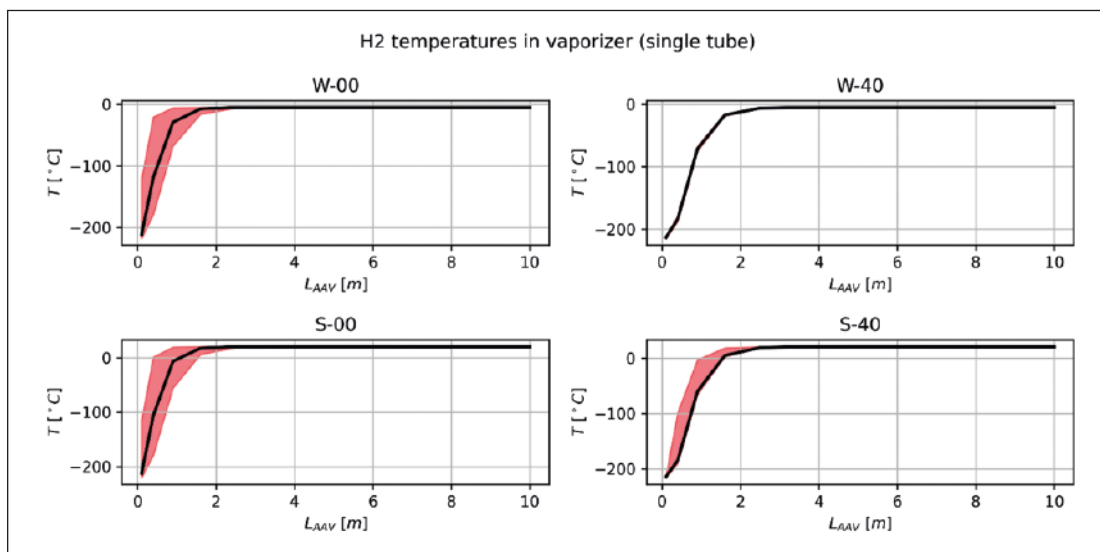


Figure 7. Temperature profile of hydrogen during vaporization in AAV in a single tube

AAV single tube is divided into 10 segments to get the temperature profile along the AAV tube. The thermal power of the vaporizer is approximately 25 kW, with majority of heat power occurring at the beginning of the AAV, as presented in Figure 7.

3.3. Analysis of results: hydrogen boil-off in the main LH2 tank

The boil-off is initially analysed with time series of heat gain ϕ_{LH2} , showing that boil-off rate r_{BO} is almost always positive, indicating constant evaporation in time (Figure 8). However, boil-off highly increases periodically with periods of main LH2 tank depressurization. The occurrence of boil-off is higher for r_{BO} to 0.5 g/s, as shown in Figure 9.

The histogram of occurrence is weighted with time step length of the simulation and it shows that high-rate evaporation (r_{BO} between 2.5 and 3.5 g/s) is by two orders of magnitude lower. Therefore, the analysis will be focussed with reduced dataset related only to low boil-off rates.

In order to identify the main causes of boil-off, two sets of 2D histogram plots are provided, showing the cross-occurrence of boil-off rates with both the heat gain (ϕ_{LH2}) and the depressurization of the LH2 tank (dp_{LH2}/dt) for summer cases (S-00 and S-40), Figure 10. The boil off rate is mainly influenced by the depressurization (negative pressure gradient of the LH2 tank), which lowers the pressure and enhances the vaporization process within the main tank. This

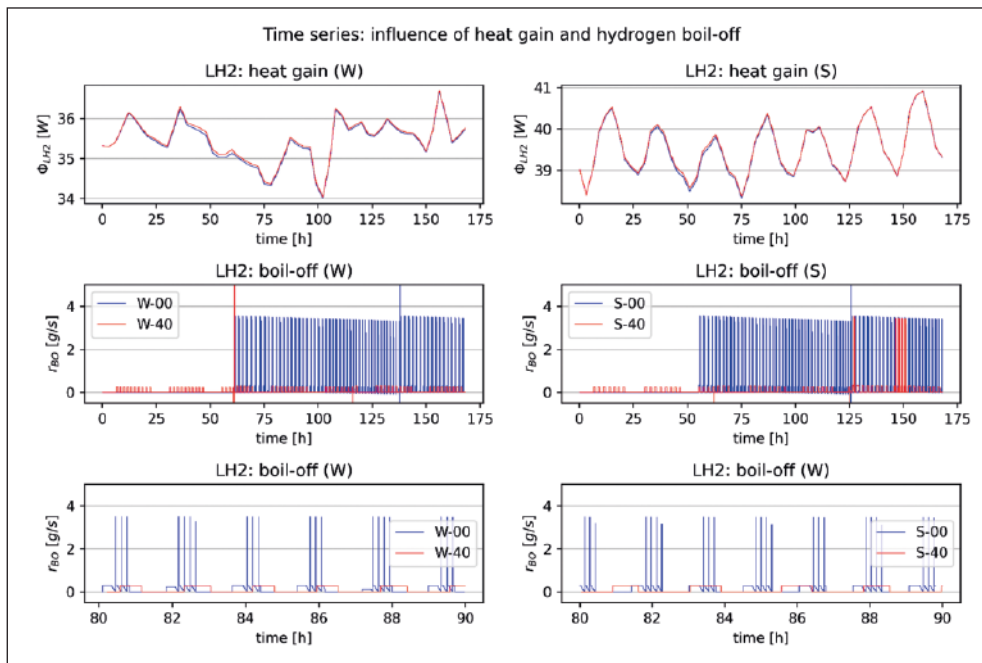


Figure 8. Time series of heat gain, hydrogen boil off and detailed view of hydrogen boil off

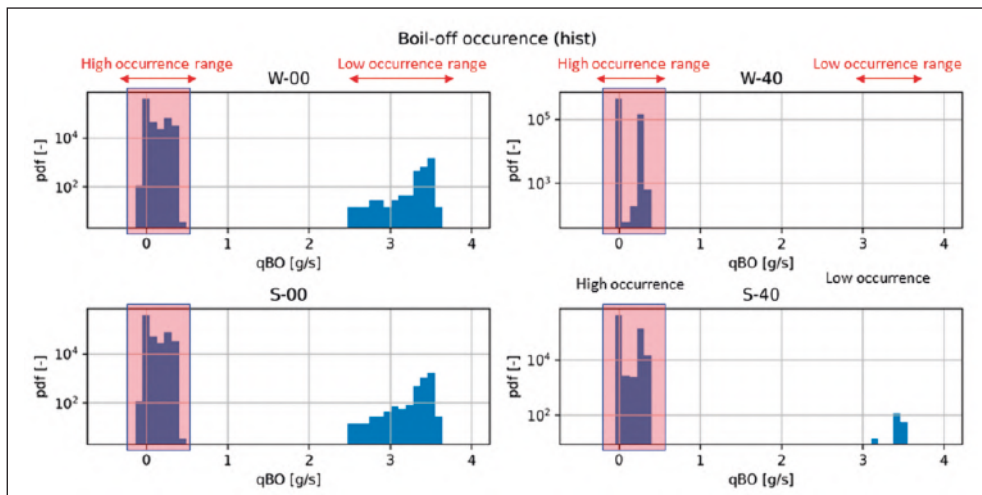


Figure 9. Histogram of boil-off rate weighted with time for all cases (note: y axis is in log scale)

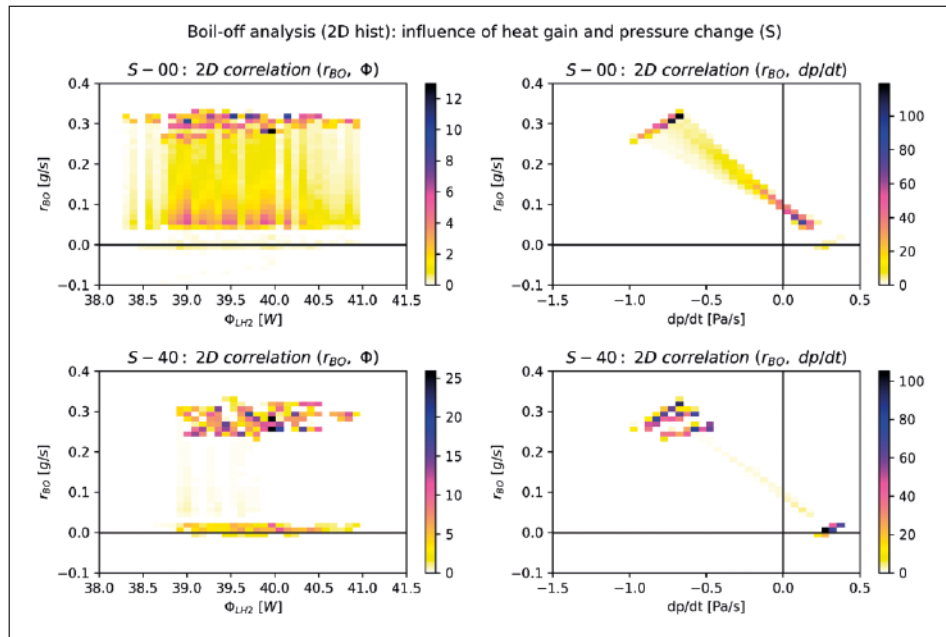


Figure 10. 2D histogram plots of hydrogen boil off versus heat gain and time gradient of pressure for cases S-00 and S_40 (summer week)

is valid for both the S-00 and S-40 case. The influence of heat gain is, however, crucial in understanding of the boil-off. Heat gain is responsible for initial low-rate boil-off in cases prior to depressurization causing the pressure increase in the main tank prior to depressurization.

The hydrogen boil off mass for a complete week and all scenarios, calculated by the integral of r_{BO} over simulation time, are: 48 kg for W-00, 40 kg for W-40, 57 kg for S-00 and 46 kg for S-40.

3.4. LH2 refuelling process in thermodynamic p-h diagram

To make a final qualitative and quantitative analysis of the processes within the LH2 refuelling station, the pressure-enthalpy diagram is presented in Figure 11. The LH2 pressure is approx. between 2 and 2.5 bar with temperature around -250 °C. Cryogenic pump increases the pressure up to 1000 bar to deliver highly pressurized hydrogen into the AAV and downstream to the buffer tank. It should be noted that the

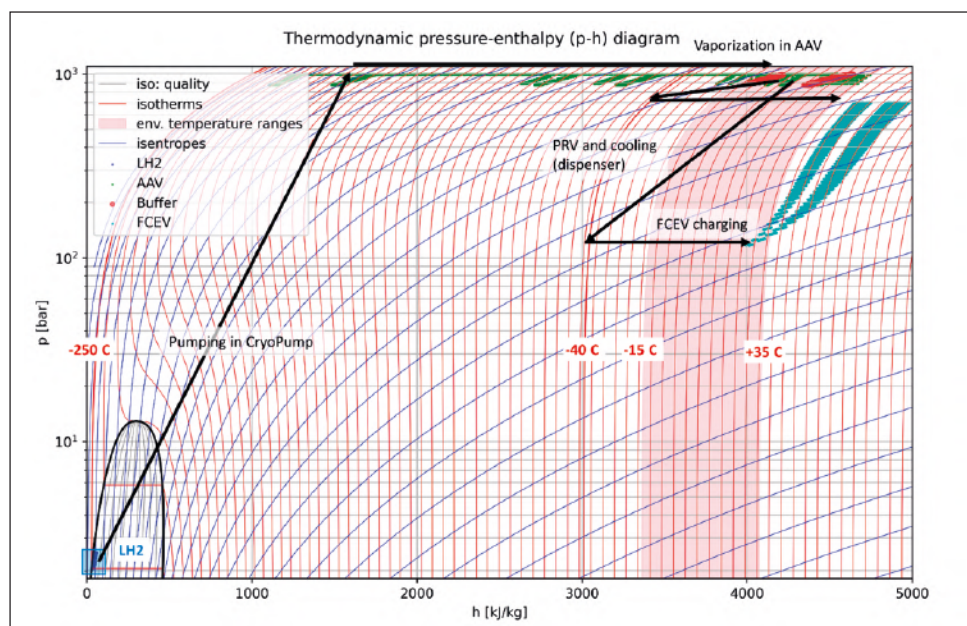


Figure 11. Thermodynamic pressure-enthalpy diagram of all calculated thermodynamic parameters for summer and winter weeks with qualitative processes within the LH2 refuelling station

evaporation is a supercritical evaporation, occurring at supercritical pressures and temperatures. Furthermore, temperature inside the AAV is always below the ambient temperature. Buffer tank stands at pressures between 950 and 1000 bar and within the range of ambient temperatures. PRV reduces the pressure depending on the FCEV tank pressure and reduction is between 200 and 800 bars, while dispenser must remove between 1000 and 1600 kJ/kg of specific heat. It should be noted here that process of pressure reduction and cooling are sequential, meaning that pressure reduction is done prior to cooling. Due to complexity of displaying such process in a diagram, the pressure reduction and cooling in dispenser is presented as a single combined line. Finally, the FCEV pressures stand between 120 and 700 bar, with temperature mainly above the environmental temperatures, which is in accordance with Figure 5 and Figure 6.

4. Conclusion

This paper presents the conceptual model of liquefied hydrogen refuelling station with simulation of one winter and one summer week without and with charging of the FCEV vehicles. For the case study of potential location in City of Zagreb, the model delivers expected results in terms of thermodynamic parameters within all model elements, like main LH2 tank, AAV, buffer tank, FCEV tank and PRV and cooling in the dispenser. The analysis of causes of liquid hydrogen boil-off inside the LH2 tank show that the effects LH2 tank depressurization is more influential than the heat gain from the environment. In future upgrades of the model the improved process of depressurization has to be implemented. Also, due to very low temperature of the outer layer of the AAV, the effect of frosting has to be implemented since efficiency of AAV is influenced by frost layer that acts like additional thermal insulation.

References

- [1] European Green Deal; URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_hr; last access: 22. 05. 2023.
- [2] European Comission: A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_20_1296 (2020.), last access: 25. 05. 2023.
- [3] Eberle at al.; Chemical and Physical Solutions for Hydrogen Storage; *Angew. Chem. Int. Ed.* 2009, 48, 6608 – 6630
- [4] Energy Department, Office of energy efficiency and renewable energy; Physical Hydrogen Storage; URL: www.energy.gov/eere/fuelcells/physical-hydrogen-storage; last access 01. 06. 2023.
- [5] HYFINDR – the digital B2B platform; URL: hyfindr.com/hydrogen-tank/; last access 01. 06. 2023.
- [6] European commission; Science for Policy Briefs – Assessment of Hydrogen Delivery Options; JRC124206 (2021); URL: joint-research-centre.ec.europa.eu/system/files/2021-06/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf; last access: 29. 05. 2023.
- [7] European Alternative Fuels Observatory – EAFO; URL: <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/>; last access: 22. 05. 2023.
- [8] Morales-Ospino et al.; Strategies to recover and minimize boil-off losses during liquid hydrogen storage; *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 182, August 2023, 113360
- [9] Ghaffari-Tabrizi et al.; Reducing Hydrogen Boil-Off Losses during Fuelling by Pre-Cooling Cryogenic Tank; *Hydrogen* 2022, 3(2), 255-269 (Special Issue Feature Papers in Hydrogen)
- [10] Sun et al.; Passive zero-boil-off storage of liquid hydrogen for long-time space missions; *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 40, Issue 30, 10 August 2015, Pages 9347-9351
- [11] Notardonato et al.; Zero boil-off methods for large-scale liquid hydrogen tanks using integrated refrigeration and storage; *IOP Conference Series Materials Science and Engineering* 278(1):012012
- [12] Petitpas; Boil-off losses along LH2 pathway; Technical Report: LLNL-TR-750685; URL: www.osti.gov/servlets/purl/1466121; last access: 28. 05. 2023.
- [13] The Python Language Reference; URL: <https://docs.python.org/3/reference/> last access: 26. 05. 2022.
- [14] Bell, I., Wronski, J., Quoilin, S., Lemort, V.; Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp; *Ind. Eng. Chem. Res.* 2014, 53, 6, 2498–2508
- [15] Swagelok; Valve sizing technical bulletin; URL: www.swagelok.com/downloads/webcatalogs/en/ms-06-84.pdf; last access: 22. 05. 2023
- [16] Sandoval Leon, Cesar Augusto, „Thermodynamics and emission modeling of liquefied natural gas (LNG) tanks and fueling stations“ (2015). Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports. 7125.
- [17] Hailer, John T., „LNG Station Analysis for the Prediction of Pressure Rise and Vented Emissions“ (2015). Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports. 5735.
- [18] T. L. Bergman, A. S. Lavine, F. P. Incropera, and D. P. Dewitt, *Introduction to Heat Transfer*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [19] Huld, T., Müller, R. and Gambardella, A., 2012. „A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa“. *Solar Energy*, 86, 1803-1815.

Mogućnosti korištenja vodika kao goriva

Potentials of hydrogen as a fuel

prof. dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar dipl. ing.
RGNF Sveučilišta u Zagrebu
daria.karasalihovic-sedlar@rgn.hr

Filip Šarčević, magistar inženjer naftnog rudarstva
RGNE, Sveučilišta u Zagrebu
filip.sarcevic97@gmail.com



Ključne riječi: vodik, elektrolizator, gorivni članak

Key words: hydrogen, electrolyzer, fuel cell



Sažetak

Vodik se s razlogom naziva „gorivo budućnosti“ zbog njegovog velikog potencijala u smanjenju emisija stakleničkih plinova. Preduvjet korištenju vodika kao goriva je razvoj tehnologije elektrolizatora i gorivnih članaka. U ovom radu predstavljeno je trenutno stanje u proizvodnji i potrošnji vodika u svijetu. Također, analiziraju se mogućnosti korištenja postojeće infrastrukture za transport i distribuciju fosilnih goriva za integraciju vodika u globalne energetske sustave.



Abstract

Hydrogen is symbolically called fuel of the future due to its great potential of greenhouse gas emissions reduction. Fuel cell and electrolyzer research and development is a prerequisite to widespread use of hydrogen as a fuel. Current status in production and demand of hydrogen is presented in this thesis. In addition, possibilities of using existent fossil fuel transportation infrastructure for implementation of hydrogen into global energy systems are also discussed.

1. Uvod

Energetska tranzicija predstavlja transformaciju globalnog energetskeg sektora s energije na bazi fosilnih goriva prema niskougljičnoj energiji. Ključna potreba tranzicije je smanjenje emisija stakleničkih plinova iz energetskeg sektora i sektora transporta kako bi se usporile klimatske promjene. No, iako je globalna tranzicija već u tijeku, potrebni su dodatni koraci kako bi se efekti izazvani klimatskim promjenama ublažili. Mnoge države, kao i neke političke organizacije uvele su zakonodavne okvire i razvojne strategije, kako bi se dodatno potaknula energetska tranzicija. Jedna od takvih strategija koju je Europska komisija predstavila 2019. godine je i Europski zeleni plan (*engl. European Green Deal*), okvirni plan koji sadrži mjere za unaprjeđenje učinkovitijeg iskorištavanja resursa prelaskom na čisto „kružno“ gospodarstvo te za zaustavljanje klimatskih promjena i smanjenje onečišćenja. Osim toga, Odbor za okoliš, javno zdravstvo i sigurnost hrane Europskog parlamenta u rujnu 2020. godine usvojilo je izvješće u kojem se zahtjeva povećanje cilja smanjenja emisija stakleničkih plinova s dosadašnjih 50 do 55% na 60% do 2030. godine u odnosu na 1990. godinu (European Parliament, 2020). Ovaj zahtjevniji cilj bi mogao implicirati ozbiljniju namjeru dekarbonizacije teškog transporta i učinkovito zbrinjavanje viška proizvodnje iz nestalnih obnovljivih izvora energije.

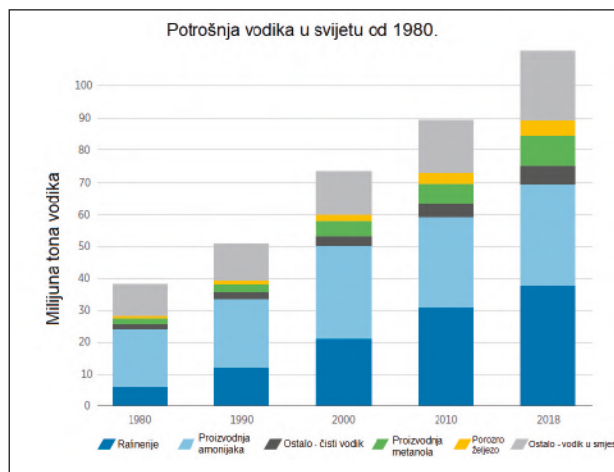
Vodik je najlakši element u periodnom sustavu elemenata i najprisutniji kemijski element u svemiru

(Royal Society of Chemistry, 2020). U znanstvenim i političkim krugovima naziva se gorivom budućnosti zbog činjenice da korištenjem u gorivnom članku proizvodi jedino vodu kao produkt reakcije, uz oslobađanje energije. U svijetu se velika većina vodika proizvodi parnim reformiranjem, parcijalnom oksidacijom te autotermalnim reformiranjem prirodnog plina te različitim postupcima rasplinjavanja ugljena, dok se samo manji dio proizvodi plinifikacijom biomase i elektrolizom vode (U.S. Department of Energy, 2020a). Jedan od potencijalnih pokretača energetske tranzicije i globalne dekarbonizacije svakako predstavlja zeleni vodik, odnosno vodik proizveden iz obnovljivih izvora energije. Pridobivanje zelenog vodika je danas tehnički izvedivo te se približava ekonomskoj konkurentnosti. Povećan interes za opskrbu zelenim vodikom primarno proizlazi iz snižavanja cijena proizvodnje obnovljivih izvora energije i izazova koji proizlaze iz mrežne integracije sve većeg udjela varijabilne energije iz takvih izvora. Politika i društvena svijest čine veliki poticaj potrebnim promjenama. Ako nacionalne i korporativne strategije usvoje zeleni vodik kao dio strategije za dekarbonizaciju, tada bi mogao imati ubranu primjenu uz spuštanje praga ekonomičnosti. To će omogućiti ulaganje u istraživanje i razvoj, tehnološka poboljšanja te pokretanje pilot projekata. Ono što je također bitno u perspektivi razvoja i primjene zelenog vodika je cijena naknada za emisije ugljikovog dioksida na tržištu.

U ovom radu analizirani su načini proizvodnje vodika u svijetu te trenutno globalno stanje u proizvodnji i potrošnji vodika. Također su analizirane vrste elektrolizatora i gorivnih članaka. Proizvodnja plavog i zelenog vodika prikazani su kroz ekonomski osvrt usporedbom s trenutnim cijenama proizvodnje vodika te njihovim budućim projekcijama. U raspravi je također analizirano dodavanje vodika u postojeću plinovodnu mrežu, potencijal koji ono predstavlja te moguće probleme u implementaciji, zatim mogućnost izdvajanja vodika iz plinovodne mreže te načini skladištenja vodika. Također, ukratko su opisani i načini integracije vodika u energetska mrežu, primarno kroz P2P (*engl. Power-to-power*) sustave, transport te iskorištavanje postojeće infrastrukture za eksploataciju ugljikovodika na primjeru Sjevernog Jadrana.

2. Proizvodnja i potrošnja vodika u svijetu

Danas se proizvodi oko 120 milijuna tona vodika godišnje, od čega dvije trećine čini čisti vodik, a ostalu trećinu čini mješavina s drugim plinovima. Većina



Slika 1. Globalna potražnja za vodikom od 1980. godine (IRENA, 2019)

vodika se proizvodi i koristi u industriji na mjestu proizvodnje. Dvije trećine potrošnje vodika čine proizvodnja amonijaka i primjena u naftnim rafinerijama. Prilikom proizvodnje amonijaka, dušik se spaja s vodikom preko Haber-Bosch procesa (IRENA, 2019). Očekuje se porast potražnje za vodikom u narednim godinama kao rezultat strože zakonske regulative u zaštiti okoliša. Na porast potražnje vodika utjecala je i rafinerijska prerada (slika 1.) u kojoj se sve više iskorištavaju rezidualne sirovine i povećana potražnja dizelskog goriva. Sve značajniji procesi u rafinerijama su hidrodesulfurizacija, u kojoj se odsumporavanjem ulazne sirovine stvara sumporovodik, koji se koristi u Clausovom procesu ili za dobivanje sumporne kiseline, hidroizomerizacija za poboljšanje svojstava proizvedenog goriva (oktanskog broja) te procesi de-aromatizacije i hidrokrekiranja koji također koriste vodik u svojim procesima. Vodik se također intenzivno primjenjuje u industriji željeza i čelika te za hidrogenaciju masti, proizvodnju stakla, pogonsko gorivo i hlađenje generatora (IRENA, 2018).

S obzirom na način proizvodnje vodika, razlikujemo glavne skupine:

- Sivi vodik – vodik nastao proizvodnjom iz fosilnih goriva, odnosno metana procesima kao što su parno reformiranje i parcijalna oksidacija
- Plavi vodik – vodik proizveden najvećim dijelom iz prirodnog plina uz korištenje tehnologije hvatanja i skladištenja ugljikovog dioksida (*engl. carbon capture and storage – CCS*)
- Zeleni vodik – vodik proizveden na održiv način, odnosno korištenjem obnovljivih izvora energije. To se postiže u elektrolizatorima, uređajima koji razdvajaju vodu na vodik i kisik korištenjem električne energije iz obnovljivih izvora.

2.1. Ekonomski parametri proizvodnje plavog i zelenog vodika

Postoje tri ključna parametra za ekonomsku opravdanost proizvodnje vodika iz obnovljivih izvora (IRENA, 2019):

- kapitalna investicija elektrolizatora,
- cijena obnovljivog izvora energije koji se koristi iskazan kao LCOE (*engl. levelized cost of energy*) te
- broj operativnih sati u jednoj godini (faktor opterećenja).

LCOE vrijednosti se regionalno značajno razlikuju, od cijena na lokalnom tržištu rada do dostupnosti energetskog resursa. Primjerice, LCOE za vjetroelektrane na kopnu kreće se od 28,72 USD/MWh u regijama s najvećom kvalitetom vjetra kao resursa do 62,72 USD/MWh u regijama s slabom kvalitetom resursa i visokim kapitalnim troškovima izgradnje (EIA, 2020). Obzirom da će se vjetroelektrane vrlo vjerojatno izgraditi na mjestima koje nude niske troškove i visoke vrijednosti, ponderirana aritmetička sredina je bliža donjoj margini troškova i iznosi 34,10 USD/MWh te 30,39 USD/MWh za fotonaponske ćelije za postrojenja koja s radom kreću 2025. godine (EIA, 2020).

Povećanjem radnih sati elektrolizatora u jednoj godini, odnosno faktora opterećenja, smanjuje se cijena proizvodnje jedinice vodika. Općenito bi s današnjim cijenama investicija faktor opterećenja trebao prelaziti 50%, no gotovo optimalni rezultati postižu se već i iznad 35% (IRENA, 2019). Također, hibridni sustavi (kombinacija solarne i vjetroelektrane) doimaju se kao obećavajuće rješenje te im faktor opterećenja može i značajno prelaziti 50% na mjestima kao što su pustinja Atacama u Čileu gdje su oba energetska

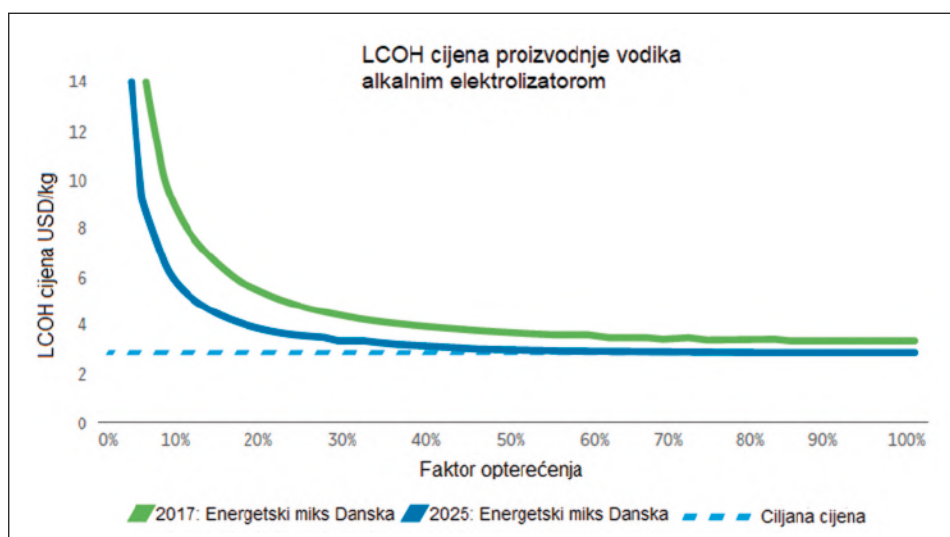
resursa naizmjenično dostupna. Na slici 2. prikazana je ovisnost cijene proizvodnje vodika u Danskoj (*engl. levelized cost of hydrogen – LCOH*) u alkalnom elektrolizatoru spojenom na električni mrežni sustav, o faktoru opterećenja. Cijene su iskazane obzirom na energetski miks za proizvodnju električne energije iz 2017. godine (zeleno) i predviđene cijene 2025. godine (plavo). Isprekidana linija predstavlja ciljanu cijenu proizvodnje. Danska je 2017. godine zadovoljila gotovo polovicu svojih potreba za električnom energijom iz vjetroelektrana, a do 2027. godine planirano je zadovoljiti iznad 90% (Energinet DK, 2018).

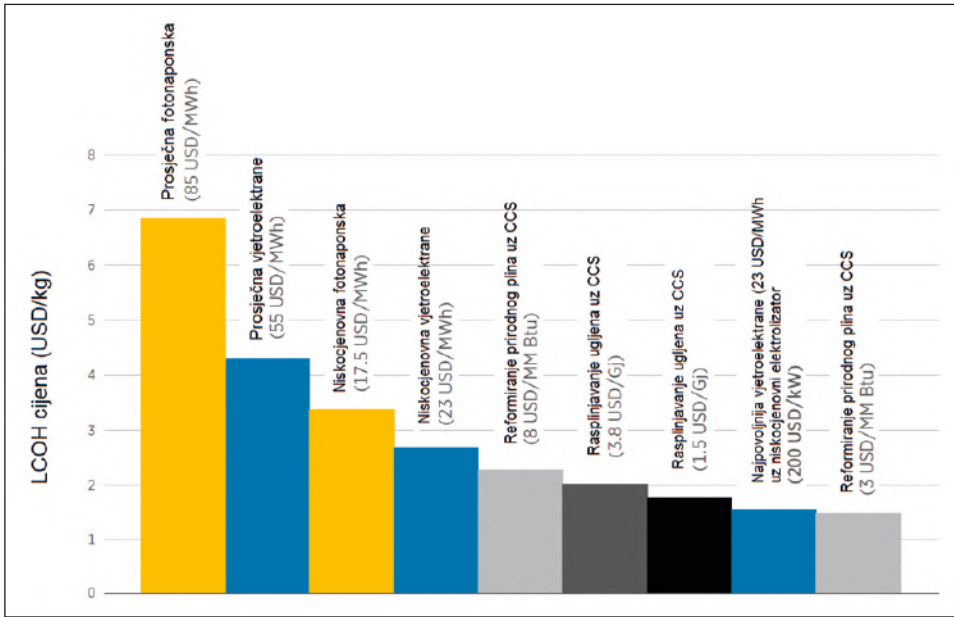
Cijena proizvodnje vodika s fosilnim gorivima kao izvorom uz primjenu CCS tehnologije kreće se između 1,25 dolara do 2,50 dolara po kilogramu proizvedenog vodika, pri čemu se u obzir uzima cijena ulaznog goriva od 1,90 do 5,70 USD/GJ (IRENA, 2019). Kako bi proizvodnja zelenog vodika bila konkurentna na tržištu, cijena proizvodnje bi morala biti niža od 2,50 dolara po kilogramu vodika, no ova brojka također ovisi je li proizvodnja centralizirana ili decentralizirana, tržišnom segmentu i ostalim faktorima (IRENA, 2019).

Na slici 3. prikazana je usporedba cijene proizvodnje vodika ovisno o obliku proizvodnje i vrsti korištenog goriva. Za prva četiri stupca pretpostavljena je cijena kapitalne investicije elektrolizatora od 840 USD po kilovatu instalirane snage, uz učinkovitost od 65%. Faktor opterećenja generaliziran je na 48% za vjetroelektrane te 26% za fotonaponske ćelije (IRENA, 2019).

Slika 3. pokazuje da bi proizvodnja vodika iz obnovljivih izvora energije bila tržišno kompetentna s konvencionalnom proizvodnjom iz fosilnih goriva,

Slika 2. Ovisnost cijene proizvodnje vodika u alkalnom elektrolizatoru o faktoru opterećenja (IRENA, 2019)





Slika 3. Usporedba cijene proizvodnje vodika ovisno o obliku proizvodnje i vrsti korištenog goriva (IRENA, 2019)

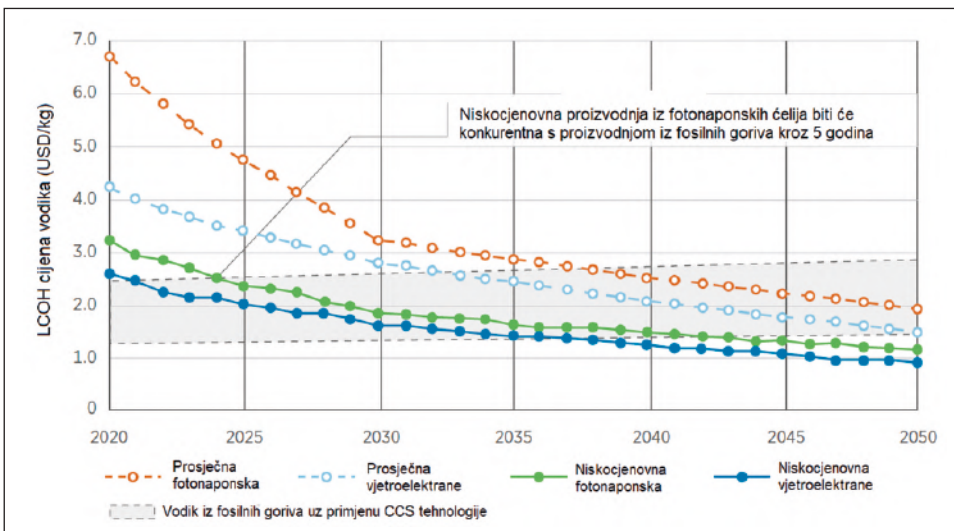
ali u vrlo ograničenim okviru. Takva mogućnost podrazumijeva cijenu proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana od 23 USD/MWh, što je najbolji zabilježeni slučaj u projektima u Brazilu i Saudijskoj Arabiji. Također, pri tome je u obzir uzeta vrlo niska cijena elektrolizatora od 200 USD po instaliranom kilovatu snage, što se procjenjuje da će biti moguće tek 2040. godine (IRENA, 2019).

Slika 4. predstavlja predviđeno kretanje cijena proizvodnje vodika. Pretpostavlja se da će do 2050. godine ukupna instalirana snaga elektrolizatora u svijetu biti oko 1700 GW. Uz taj razvoj te uz dosadašnji tijek razvoja usmjeren na smanjenje cijena, cijena elektrolizatora trebala bi se spustiti na 375 USD po instaliranom kilovatu, u odnosu na današnjih 840 USD/kW (IRENA, 2019). Na grafu je pretpostavljeno linearno smanjenje cijena elektrolizatora, u navedenim

okvirima, do 2050. godine. Također, pretpostavljeno je i poskupljenje cijena naknada za emisije CO₂ na 200 USD/t do 2050. godine. Cijena proizvodnje obnovljivih izvora energije preuzeta je iz tablice 3-2. Uz takav razvoj događaja, do 2040. godine svi oblici proizvodnje vodika iz obnovljivih izvora energije trebali bi dostići cjenovnu kompetentnost s proizvodnjom vodika iz fosilnih goriva (IRENA, 2019).

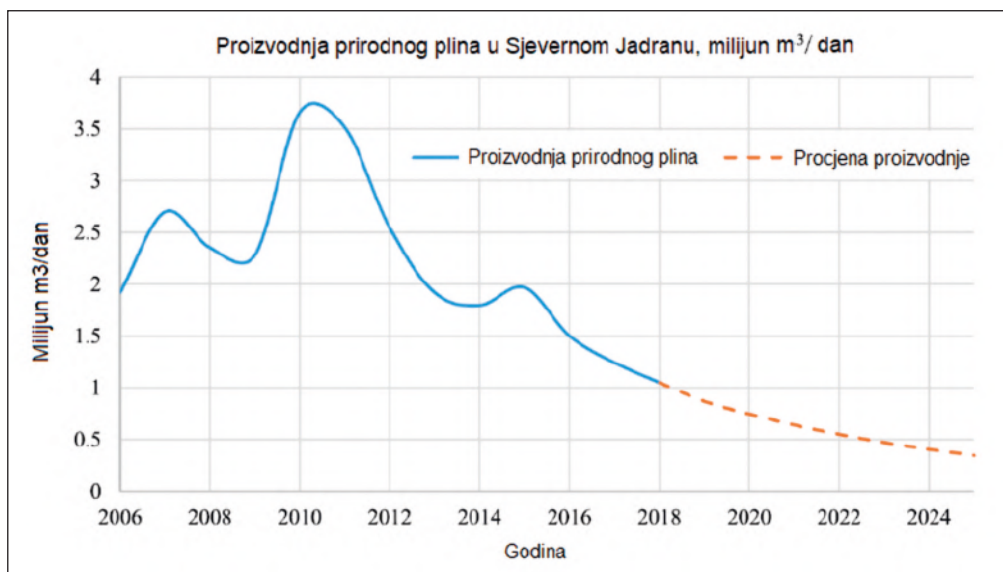
2.2. Mogućnost proizvodnje zelenog vodika korištenjem postojeće plinske infrastrukture u sjevernom Jadranu

Prestankom eksploatacije ugljikovodika na odobalnim postrojenjima, potrebno je započeti proces dekomisije postojeće infrastrukture. Uklanjanje te infrastrukture može biti ekonomski i tehnički zahtjevno, energetski intenzivno te opasno po okoliš i morska



Slika 4. Predviđeno kretanje cijena proizvodnje vodika (IRENA, 2019)

Slika 5. Predviđanje proizvodnje prirodnog plina iz eksploatacijskih polja u sjevernom Jadranu (Klabučar et al., 2019)



staništa. Jedna od mogućnosti je prenamjena takve infrastrukture u odobalne vjetroelektrane i postavljanje infrastrukture za kemijsku konverziju električne energije. Ako se ekonomski dvojbena projekti proizvodnje „plave energije“ promatraju kroz aspekt izbjegavanja troškova dekomisije postrojenja, takvi projekti mogu postati komercijalno isplativi (Klabučar et al., 2019).

Proizvodnja prirodnog plina u Jadranu započela je 1998. godine te se eksploatacija trenutno odvija na tri eksploatacijska polja iz 51 bušotine spojene na 19 proizvodnih platformi te jednu kompresorsku platformu. Proizvodnja je dosegla svoj vrhunac 2010. godine s $1,3 \times 10^9$ m³/god, dok su najveće rezerve (1P) od $13,21 \times 10^9$ m³ zabilježene 2007. godine (Klabučar et al., 2019). Od tada, rezerve i proizvodnja prirodnog plina (slika 5.) su u značajnom padu zbog pada ležišnog tlaka, porastu udjela vode u ležištu i općenitoj iscrpljenosti plinskih rezervi. Ukoliko u bližoj budućnosti ne dođe do značajnog otkrića novih rezervi, vrlo brzo se može očekivati dosezanje granice ekonomske isplativosti eksploatacije (Klabučar et al., 2019).

Proračunima koji su izrađeni od strane kompanija INAgip i Edina izračunato je da bi ukupan trošak dekomisije i uklanjanja svih 20 platformi iz sjevernog Jadrana iznosilo 93,5 milijuna eura, pri čemu se najveći dio (25 milijuna eura) odnosi na trošak uklanjanja pet proizvodnih platformi i jedne kompresorske platforme s polja „Ivana“ (Zelenko, 2020). Sam proces od prestanka proizvodnje do čišćenja i pregleda terena trajao bi oko 6 godina. Također, proces dekomisije tijekom izvođenja može predstavljati veliki ekološki rizik, osobito u slučaju akcidenta (Karasalihović Sedlar et al., 2019). Iz tog razloga, analizirano je nekoliko opcija prenamjene postojeće infrastrukture nakon

kraja ekonomske opravdanosti eksploatacije ugljikovodika na tom području. Neke od opcija za realizaciju proizvodnje „plave“ energije su:

- proizvodnja električne energije i transmisija visokonaponskom elektroenergetskom mrežom na kopno,
- proizvodnja električne energije za korištenje u procesu elektrolize,
- proizvodnja električne energije za korištenje u procesu metanacije,
- proizvodnja biogoriva pomoću algi te
- stvaranje umjetnih grebena za uzgoj riba i školjki (Karasalihović Sedlar et al., 2019).

Provedena je analiza i izračun proizvodnje električne energije iz vjetroelektrane instalirane snage 5 MW na temelju prosječnih dnevnih i mjesečnih brzina vjetra s plinske proizvodne platforme *Annamaria A*. Izračunom je utvrđeno da bi prosječna godišnja proizvodnja električne energije iznosila 4362 MWh_e, što se može konvertirati u energiju vodika pri donjoj ogrjevnoj vrijednosti (119.96 MJ/kg) u iznosu od 2835 MWh_e, odnosno oko 85 tona vodika godišnje, uz pretpostavljenu učinkovitost PEM elektrolizatora od 65% (Klabučar et al., 2019). Transformacijom svog proizvedenog vodika u električnu energiju primjenom tehnologije gorivnih članaka moguće je proizvesti 1701 MWh_e, uz pretpostavku učinkovitosti gorivnog članka od 60%, odnosno ukupnu učinkovitost P2G2P sustava od 39% (Klabučar et al., 2019). Tablica 1. prikazuje trenutnu i predviđenu proizvodnju prirodnog plina, proizvodnju električne energije iz proizvedenog plina uz učinkovitost postrojenja od 60% te broj potrebnih vjetroturbin instalirane snage 5 MW.

Tablica 1. Usporedba zamjenjivosti proizvodnje prirodnog plina i obnovljivih izvora energije u sjevernom Jadranu (Klabučar et al., 2019)

	2018	2020	2022	2024	2026
Proizvodnja prirodnog plina ($\times 10^3 \text{ m}^3$)	383,1	272,4	200,8	148,0	109,1
Proizvodnja električne energije iz prirodnog plina ($\times 10^6 \text{ MWh}$) uz $\eta=60\%$	2,094	1,489	1,098	0,809	0,596
Broj vjetroelektrana (5 MW) potrebnih za istu količinu proizvedene energije	480	341	252	185	137

Iz prikazanog se može zaključiti kako proizvodnja „plave“ energije u bliskoj budućnosti ne može parirati proizvodnji energije iz ugljikovodika. Naime, trenutno je potrebno nekoliko stotina vjetroelektrana kako bi proizvodnja iz obnovljivih izvora bila ekvivalentna proizvodnji energije iz fosilnih goriva. Ta činjenica potencijalno može odvratiti kompanije da odgode odluku o dekomisiji odobalnih konstrukcija (Klabučar et al., 2019). Također, analiza je pokazala da je najadekvatnija prenamjena proizvodne infrastrukture na sjevernom Jadranu proizvodnja električne energije iz odobalnih vjetroelektrana kada obnovljivi izvori energije ne predstavljaju značajan udio u proizvodnji električne energije. Međutim, kada obnovljivi izvori energije dosegnu značajan porast tog udjela, najadekvatnija opcija bi u tom slučaju bila proizvodnja električne struje i proizvodnja vodika kako bi se eliminirala potreba za odbacivanjem dijela proizvedene energije zbog ograničenog kapaciteta elektroenergetskog sustava (Klabučar et al., 2019).

3. Elektrolizatori

Elektrolizatori su jedinice u kojima se odvija proces elektrolize vode. Kada izvor električne energije za proces dolazi iz obnovljivog izvora energije, vodik proizveden u elektrolizatorima nema ugljični otisak (<https://covertelpower.com.au>, 2016). Trenutno su u primjeni ili razvoju tri oblika elektrolizatora. To su alkalni, PEM i SOEC elektrolizatori.

Alkalni elektrolizatori predstavljaju zrelu tehnologiju koja je u kemijskoj industriji u upotrebi još od 1920-ih godina, primjerice u proizvodnji klor. Kao elektrolit koristi se otopina kalijeveg hidroksida, odnosno natrijeveg hidroksida u vodi. Alkalni elektrolizatori postižu najvišu iskoristivost pri temperaturama između $60 \text{ }^\circ\text{C}$ i $90 \text{ }^\circ\text{C}$. Konvencionalni alkalni elektrolizatori rade na naponima između 1,8 V i 2,2 A te imaju gustoću električne struje ispod $0,4 \text{ A/cm}^2$ (Vedrina, 2014). Napredni alkalni elektrolizatori imaju nešto niži radni napon te gustoću električne struje

i do 2 A/cm^2 . Raspon proizvodnje vodika iz takvih jedinica je vrlo širok obzirom na primjenu, a doseže i do $100 \text{ m}^3/\text{h}$ (Vedrina, 2014).

PEM elektrolizator, odnosno elektrolizator s protonski propusnom membranom (*engl. Proton Exchange Membrane*) je brzo rastuća tehnologija te u novije vrijeme ulazi u komercijalnu primjenu. PEM elektrolizatori imaju određene prednosti kao što su kompaktni dizajn, visoka gustoća struje (preko 2 A/cm^2), visoka učinkovitost, brzi odaziv, nizak ugljični otisak, rad na niskim temperaturama ($20 \text{ }^\circ\text{C}$ do $80 \text{ }^\circ\text{C}$) te visoko čisti vodik kao proizvod (Kumar i Himabindu, 2019). Održavanje PEM elektrolizatora je također vrlo jednostavno. Ono što ih čini skupljima od alkalnih elektrolizatora su plemeniti metali; platina u katodi te iridij i rubidij u anodi (IRENA, 2018).

Elektrolizatori s protonski propusnom membranom imaju veću fleksibilnost i brži odaziv nego trenutna alkalna tehnologija. To im omogućuje značajnu prednost zbog mogućnosti iskorištavanja potencijala proizvodnje vodika iz nestalnih obnovljivih izvora energije. Također, PEM elektrolizatori proizvode vodik na većem tlaku od alkalnih elektrolizatora, čime se smanjuje potreba kompresije u transportnom sustavu te tako opravdavaju veću cijenu u slučaju kada se proizvedeni vodik transportira cjevovodom (IRENA, 2018).

Elektrolizator s krutim oksidom (*engl. Solid Oxide Electrolysis Cell – SOEC*) radi na vrlo visokim temperaturama ($700 \text{ }^\circ\text{C}$ do $1000 \text{ }^\circ\text{C}$) zbog čega imaju visoku efikasnost. Visokotemperaturna elektroliza je ekonomičnija od niskotemperaturne zbog toga što je proces elektrolize učinkovitiji s porastom temperature. Ključna odlika SOEC elektrolizatora je životni vijek sustava. 2017. godine najmoderniji sustavi imali su životni vijek od 10 000 radnih sati, dok se razvojne projekcije za 2020. godinu kreću između 40 000 i 50 000 radnih sati (VTT Technical Research Centre of Finland, 2018). SOEC elektrolizatori bi trebali imati veću učinkovitost od PEM i alkalnih elektrolizatora. Međutim, SOEC je najnovija tehnologija, bez

komercijalne primjene, osim probne u laboratorijima i manjim demonstracijskim razinama. Njihov kapitalni trošak je za sada veći, no njihova proizvodnja zahtijeva pretežno keramiku i, u manjim količinama, rijetke metale u membrani, odnosno relativno jeftine materijale, osobito u usporedbi s PEM elektrolizatorima. No, oni zahtijevaju visoku radnu temperaturu, za čiju se dobavu iz čistog izvora za sada jedino razmatraju geotermalna i koncentrirajuća solarna energija (IRENA, 2018).

4. Gorivni članci

Gorivni članak je elektrokemijski uređaj koji pomoću reaktanta, odnosno vodika i kisika, na elektrodama konvertira kemijsku energiju goriva u električnu energiju i toplinu (Sundén, 2019). Iako u samom procesu nema izgaranja, vodik se naziva gorivom, no ono oksidira elektrokemijski. Tijekom oksidacije, atomi vodika reagiraju s atomima kisika i tvore vodu. U tom procesu se otpuštaju elektroni koji prolaze kroz vanjski strujni krug kao električna struja. Ovaj proces je obrnut od onog koji se odvija u elektrolizatoru. Svi gorivni članci se temelje na dvije elektrode između kojih se nalazi čvrsti ili tekući elektrolit koji prenosi električno nabijene čestice između njih. Često se koristi i katalizator kako bi se ubrzala reakcija na elektrodama. Vrste gorivnih članaka najčešće se razlikuju po vrsti elektrolita koji se u njima koristi (Hydrogen Europe, 2017). Glavne vrste gorivnih članaka su:

- gorivni članak s krutim oksidom,
- gorivni članak s protonski propusnom membranom,
- alkalni gorivni članak,
- metanolski gorivni članak, te
- gorivni članak s fosforom kiselinom.

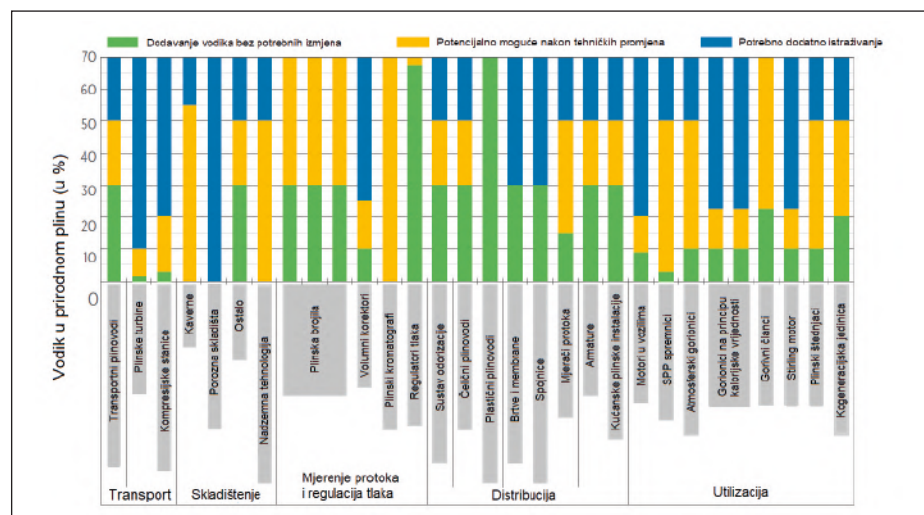
5. Dodavanje vodika u prirodni plin

Miješanje vodika s prirodnim plinom može značajno doprinijeti globalnom smanjenju emisija stakleničkih plinova ako se vodik proizvodi korištenjem niskonagličnih izvora energije kao što su solarna energija, energija vjetra, energija biomase itd. Pozitivni učinci koji proizlaze iz dodavanja zelenog vodika u mrežu prirodnog plina su (Melaina et al., 2013):

- značajno smanjenje emisija stakleničkih plinova ako se vodik proizvodi iz obnovljivih izvora energije
- vodik u automobilskoj industriji – potencijalni pozitivni učinci iz smanjenja potrošnje fosilnih goriva i poboljšanja kvalitete zraka smanjenjem udjela sumpornog oksida, dušikovih oksida i emisija čestica
- korištenje mješavine prirodnog plina i vodika u postojećim uređajima za proizvodnju struje i topline. Ovaj pozitivni učinak sličan je povećanju udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji struje (Melaina et al., 2013).

Optimalne koncentracije umješavanja vodika značajno ovise o karakteristikama postojeće plinske mreže, sastavu prirodnog plina i načinu krajnje primjene (IRENA, 2018). Većina postojećih studija pokazuje da miješanje vodika s prirodnim plinom u koncentracijama do 10-20% ne zahtijeva velike investicije ili modifikaciju infrastrukture te se može izvesti na siguran način (IRENA, 2018). Najkritičniji tip infrastrukture predstavljaju plinske turbine, podzemna skladišta, kompresorske stanice te spremnici SPP-a (slika 6.). Primjerice, 5%-tna koncentracija vodika u smjesi stlačenog prirodnog plina smanjuje

Slika 6. Potrebe za modifikacijom različitih uređaja obzirom na povećanu koncentraciju vodika u smjesi prirodnog plina (IRENA, 2018)



minimalnu energiju paljenja smjese za 28% te se brzina plamena u atmosferskim uvjetima povećava za 2,5 puta (Yadav i Sircar, 2017). Također, mjeraci protoka plina i plinska brojila u kućanstvu u tom slučaju zahtijevaju prilagodbu i modificiranje. Umješavanje koncentracija vodika većih od 20% bi zahtijevalo značajne promjene infrastrukture i krajnjih uređaja. U pojedinim slučajevima, ekonomičniji scenarij bio bi transformacija kompletne infrastrukture i uređaja za rad s čistim vodikom na lokalnoj ili regionalnoj razini (IRENA, 2018).

5.1. Energetski parametri

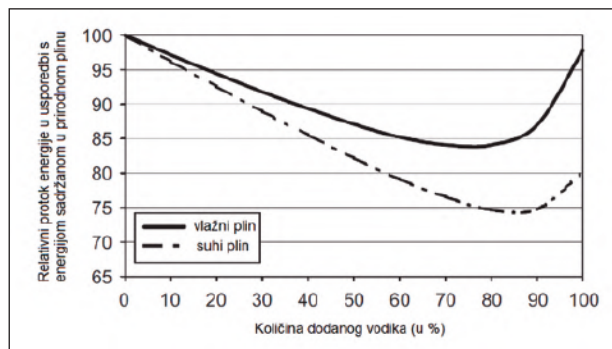
Postojeća plinska mreža sastoji se od magistralnih i distribucijskih plinovoda, kompresorskih stanica, primopredajnih mjerno-redukcijskih stanica i ostale infrastrukture. Svrha plinovoda je prenositi plin, odnosno određenu količinu energije do svakog korisnika.

Gornja ogrjevna vrijednost vodika iznosi oko 12 MJ/m³, dok gornja ogrjevna vrijednost prirodnog plina iznosi oko 39 MJ/m³ (ENTSOG, 2017). Kako bi se zadovoljio jednaki zahtjev za energijom, mora se povećati volumen transportiranog vodika. No, gustoća vodika je devet puta manja od gustoće prirodnog plina. Prema tome, tri puta veći protok vodika od protoka prirodnog plina rezultira otprilike jednakim padom tlaka, što predstavlja najbitniji parametar u plinskoj mreži. Detaljne kalkulacije pokazuju da vodik može prenijeti 98% energije sadržane u suhom prirodnom plinu (>0,13 mol% N₂ ili >0,08 mol% CO₂) te 80% energije u vlažnom prirodnom plinu (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006). Pregled tih kalkulacija prikazan je na slici 7. kao odnos relativnog sadržaja energije obzirom na stopostotni udio prirodnog plina i udjela dodanog vodika, pri jednakom padu tlaka.

5.2. Materijalna ograničenja

Osim razmatranja s energetskog aspekta, važno je razmotriti određena materijalna ograničenja, primjerice korištenje postojećih kompresorskih i mjerno-redukcijskih stanica, propuštanja plinovoda te krtosti plinovoda u prisutnosti vodika.

Zbog Joule-Thomson efekta, smanjenje tlaka prirodnog plina uzrokuje pad temperature od oko 0,5 °C/bar, dok se kod vodika temperatura povećava za 0,035 °C/bar pri padu tlaka. Primjerice, pad tlaka vodika s 80 bar na 15 bar rezultira povećanjem temperature od 2 °C, što neće uzrokovati tehničke poteškoće (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006). Količina gubitaka vodika zbog propuštanja snažno ovisi o vrsti korište-



Slika 7. Odnos relativnog sadržaja energije obzirom na stopostotni udio prirodnog plina i udjela dodanog vodika (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006)

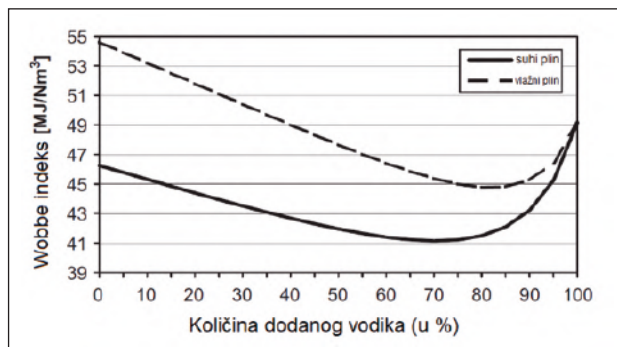
nog plinovoda. Na distribucijskoj razini plinovoda koriste se većinom polietilenske cijevi. Difuzija vodika kroz polietilenske cijevi je pet puta veća od difuzije prirodnog plina, no i dalje zanemariva jer se godišnje ispusti 0,0005 – 0,001% ukupnog volumena transportiranog vodika (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006).

Najvažniji efekt korištenja vodika u plinskim gorionicima je povećanje brzine plamena, što sa sobom nosi rizik povratnog udara plamena (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006). U jednoj studiji (Zhao et al., 2019), napravljena je analiza zamjenjivosti prirodnog plina i mješavine prirodnog plina s vodikom te je analiziran učinak izgaranja (granice povratnog udara plamena, vrijeme paljenja, temperatura izgaranja, emisije itd.). Ustanovljeno je:

- da je granica povratnog udara plamena 25% dodanog vodika u prirodni plin,
- da se dodavanjem 10% vodika temperatura plamena povećava za 63%, što povećava rizik od degradacije materijala plamenika te povećani rizik od povratnog udara plamena te
- da dodavanje vodika ne uzrokuje primjetne promjene emisija dušikovih spojeva, dok se značajno smanjuju emisije ugljikovog monoksida (Zhao et al., 2019).

5.3. Utjecaj dodavanja vodika na Wobbe indeks

Također je potrebno razmotriti utjecaj dodavanja vodika u prirodni plin na Wobbe indeks. Wobbe indeks predstavlja indikator zamjenjivosti plinova temeljem njihovih fizikalnih parametara. Prema Wobbe indeksu se može zaključiti hoće li uređaj kod kojeg prirodni plin izgara kontinuirano u plinskim gorionicima (plinski kotlovi, plinske turbine, plinska kuhala itd.) pouzdano raditi na alternativnom gorivu bez modifikacija.



Slika 8. Ovisnost Wobbe indeksa o miješanju vodika i prirodnog plina (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006)

Ovisnost Wobbe indeksa o miješanju vodika i prirodnog plina prikazan je na slici 8. obzirom na suhi i vlažni plin. Za plinske gorionike na kojima se spaljuje mokri plin, granice u kojima se Wobbe indeks obično kreće su između 48 i 58 MJ/m³ (13,33 – 16,11 kWh/m³), dok je za one koji koriste suhi plin između 41 i 47 MJ/m³ (11,39 – 13,05 kWh/m³) (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006). Iz slike 8. može se vidjeti da bi se teoretski u gorionicima na suhi plin moglo dodati i do 98% volumnog udjela vodika te 45% u gorionike na vlažni plin. No, puni raspon navedenog dodavanja vodika se ne bi mogao primijeniti jer ograničavajući faktor predstavljaju brtvljenje i detektori plamena (Haeseldonckx i D'haeseleer, 2006).

Smjesa koja sadrži 10% koncentracije vodika i 90% koncentracije metana ima 6,9% manju prosječnu ogrjevnu vrijednost (33,42 MJ/m³) od čistog metana (37,78 MJ/m³), dok je taj postotak kod 20%-tne smjese vodika s metanom oko 13,7% (30,96 MJ/m³). Također, Wobbe indeks smjese koja sadrži 10% koncentracije vodika i 90% koncentracije metana ima 2,45% manju vrijednost nego Wobbe indeks čistog metana, odnosno za 4,81% kod 20%-tne smjese vodika s metanom (ISO, 2016).

5.4. Vodikova krhkost i sigurnost upotrebe plinovoda za dodavanje vodika

Vodikova krhkost je izraz koji opisuje stanje uzrokovano djelovanjem vodika i njegovih spojeva u plinskom stanju, a stvara se kao posljedica difuzije molekula vodika u unutrašnjost materijala i nesavršenosti unutar mikrostruktura materijala koji je podvrgnut plastičnim deformacijama. Vodikova krhkost uzrokuje smanjenje mehaničkih svojstava (tvrdoće, vlačne i tlačne čvrstoće, žilavosti i dr.) i oštećenja (zamora, poroznosti, deformacije, loma) materijala (Pokupčić, 2012).

Rizik povezan s vodikovom krhkosti (*engl. hydrogen embrittlement*) plinovoda je složen za predviđanje.

On ne ovisi samo o materijalu od kojeg je plinovod izrađen, nego i uvjetima u kojima je plinovod radio tijekom prošlosti. Općenito se može navesti da se povećanjem fluktuacija tlakova u plinovodu tijekom njegovog radnog vijeka povećava i rizik od vodikove krhkosti i zamora materijala. Prema tome, jedino detaljno ispitivanje cjevovoda, vrste i kvalitete materijala od kojih su izrađeni i radnih uvjeta te analiziranje na pojedinačnoj razini može dovesti do definitivnog odgovora na ovaj potencijalni problem (Haeseldonckx, D'haeseleer, 2006).

Dodatan problem koji može uzrokovati poteškoće je povezan s propuštanjem vodika kroz stijenke plinovoda. Propusnost vodika je oko 4 do 5 puta veća nego za metan u tipičnim polimernim cijevima plinskog distribucijskog sustava (Panfilov, 2016). Propuštanje u čeličnim sustavima plinovoda najčešće se događa u navojima i spojnicama cijevi te je propusnost za vodik veća za oko 3 puta od prirodnog plina. Prema autorima (Melaina et al., 2013), za 20%-tnu koncentraciju vodika u prirodnom plinu duž dionice od 670 km polietilenskih cijevi u SAD-u, gubitak plina iznosio bi oko 13 milijuna m³/god, od čega je 60% vodik, a 40% prirodni plin. Taj volumen plina jednak je 0,0002% ukupne potrošnje u SAD-u u 2010. godini (Panfilov, 2016).

6. Skladištenje vodika

Vodik se može skladištiti u podzemnim geološkim formacijama ako se osigura:

- nepropusnost,
- nezagađenost skladištenog vodika bakterijama, organskim i anorganskim materijalom te
- razvoj i mogućnost proširivanja skladišta po prihvatljivoj cijeni (IEA, 2015).

Način podzemnog skladištenja vodika uvelike ovisi o njegovoj konačnoj primjeni. Razlikuje se nekoliko vrsta podzemnih skladišta vodika obzirom na oblik proizvedene energije, način konačne primjene te oblik energetske transformacije (Panfilov, 2016):

6.1. Podzemno skladište čistog vodika

Konačna primjena ove vrste vodika skladištenog u podzemnim skladištima čistog vodika je u gorivnim člancima gdje se vodik pretvara u električnu energiju te se koristi u, primjerice, vozilima. Najprikladnija mjesta skladištenja vodika visoke čistoće su solne kaverne, koje su gotovo potpuno hermetične te imaju vrlo nisku mogućnost onečišćenja skladištenog plina.

Trenutno postoje 4 podzemna skladišta vodika u solnim kavernama, od kojih su 3 u SAD-u (Clemens Dome, Moss Bluff i Spindletop), dok je jedno u UK (Teesside) (Hévin, 2019). Stijenke kaverni soli su stabilne i nepropusne za plin tijekom cijelog radnog vijeka skladišta. Plastična svojstva soli štite kaverne od pojave i širenja pukotina i gubitka nepropusnosti. Volumen kaverni soli najčešće se kreće između 100 000 m³ i 1 000 000 m³ (Panfilov, 2016).

6.2. Podzemno skladište vodika u smjesi plinova

Vodik se može skladištiti u smjesi s metanom, ugljikovim monoksidom i ugljikovim dioksidom. Smjesa vodika i ugljikovog monoksida naziva se sintetski plin (*eng. syngas*), dok se smjesa vodika, ugljikovog monoksida i metana naziva gradski plin. Ova vrsta smjese se proizvodi podzemnim uplinjavanjem ugljena, odnosno utiskivanjem vodene pare temperature od 800°C zajedno s kisikom. Skladišteni plin može se koristiti u posebno namijenjenim plinskim turbinama za proizvodnju električne energije te kao gorivo koje predstavlja alternativu prirodnom plinu u mjestima s ograničenom plinskom infrastrukturom (primjerice Honolulu, Hawaii). Ovaj način skladišta je osim u kavernama soli izvediv i u akviferima te iscrpljenim ležištima prirodnog plina (Panfilov, 2016).

6.3. Podzemni reaktor za proces metanacije

U ovoj vrsti podzemnog skladišta, vodik i ugljikov dioksid se skladište u akviferu ili iscrpljenom ležištu prirodnog plina gdje su podloženi metanogenim bakterijama koje svojim djelovanjem proizvode metan Sabatierovom reakcijom metanacije. Ovakav proces može se obavljati pri niskim temperaturama zbog djelovanja bakterija, što može biti ekonomski prihvatljivije nego visokotemperaturni proces s primjenom katalizatora (Panfilov, 2016).

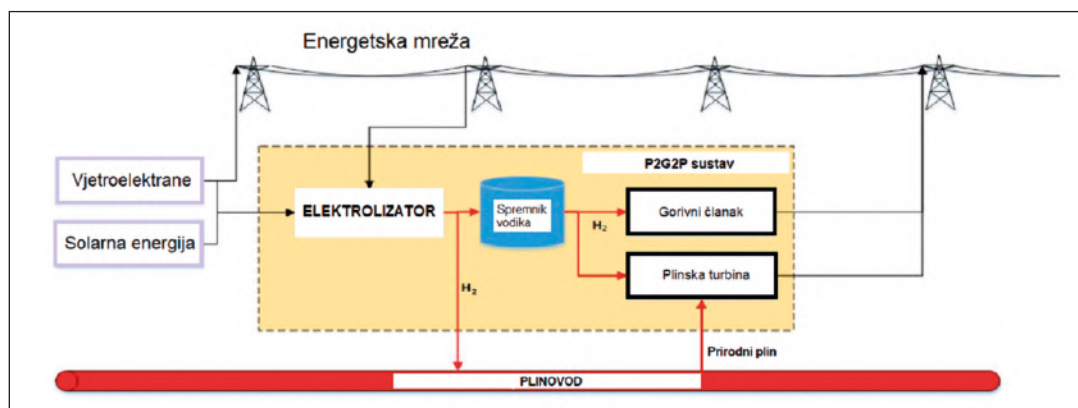
7. Mogućnosti integracije vodika u energetske sustave

Vodik predstavlja postepeno rastući čimbenik u globalnoj energetskej tranziciji, no u bližoj budućnosti očekuje se značajni porast primjene vodika zahvaljujući višestrukim mogućnostima iskorištavanja. Pored postojeće zrele tehnologije u kojima se primjenjuje vodik, kao što su proizvodnja amonijaka i metanola te u rafinerijama, vodik se može koristiti u transportu, odnosno u vozilima pogonjenim gorivnim člankom (osobnim vozilima, autobusima, teškom kamionskom prijevozu), vlakovima te radnim strojevima (Hydrogen Europe, 2017a). Također, gorivni članak se može primijeniti u avionskoj industriji kao sredstvo pogona avionskog elektroničkog sustava te u pomoćnim energetskim jedinicama. U stacionarnim sustavima gorivni članci se mogu koristiti kao decentralizirani izvor energije u područjima koja nisu spojena na elektroenergetsku mrežu te kao mikrokogeneracijska postrojenja s vrlo visokim korisnim učinkom (do 95%) (Hydrogen Europe, 2017a).

7.1. P2G2P sustavi

Vodik se kao prijenosnik energije može koristiti u sustavima za skladištenje energije. To se u prvom redu odnosi na P2G2P sustave (*engl. Power-to-Gas-to-Power*), također poznati i kao P2P sustavi (*engl. Power-to-Power*) koji koriste elektrolizatore i gorivne članke kao komponente za pretvorbu primarne energije, koji istovremeno omogućuju brzo odzivno balansiranje energije u sustavu. P2G2P sustavi smatraju se potencijalnim načinom skladištenja obnovljive energije (Kotowicz et al., 2018). Jednostavna shema P2G2P sustava prikazana je na slici 9.

U *Power-to-Gas-to-Power* postrojenjima, električna energija se pretvara u plinovito gorivo, odnosno vodik, koji se zatim pohranjuje ili transportira za pro-



Slika 9. Jednostavna shema P2G2P sustava (Kotowicz et al., 2018)

izvodnju električne energije. Ova se tehnologija može koristiti za pohranu viškova proizvedene obnovljive energije (najčešće iz vjetroelektrana i fotonaponskih ćelija) koja bi se koristila u periodima visoke potražnje u elektroenergetskoj mreži. Takav sustav može se koristiti lokalno, ili pak biti spojen na glavnu distribucijsku mrežu (Kotowicz et al., 2018). Glavni elementi sustava su:

- elektrolizatori; najčešće korišteni su alkalni i PEM elektrolizatori
- objekt za skladištenje plina; spremnici plina pod tlakom te kriogeni spremnici
- generator električne struje, odnosno PEM gorivni članak ili plinska turbina (Kotowicz et al., 2018).

Udio vjetroelektrana i fotonaponskih ćelija u globalnoj proizvodnji električne energije 2018. godine iznosio je oko 10% (ewind.es, 2020), no njihov ukupni instalirani kapacitet iz godine u godinu raste. Zbog nestabilne proizvodnje električne energije iz takvih izvora koja najviše ovisi o vremenskim uvjetima, postoji sve veći interes za korištenje P2G2P sustava kao oblika skladištenja energije.

Trenutni demonstracijski projekti ove vrste, u usporedbi s ostalim načinima skladištenja energije, imaju relativno nizak koristan učinak, koji ne prelazi 40% (Kotowicz et al., 2018). Glavni razlog tomu je postojanje dva procesa energetske transformacije, mala učinkovitost gorivnih članaka te značajna pomoćna snaga korištena u P2G2P sustavima. Uređaje koji se koriste u P2G2P instalacijama karakteriziraju visoke cijene investicija te kratki vijek trajanja (osobito gorivnih članaka). Korištenje takvih sustava zahtijeva tehno-ekonomsku analizu za svaki zasebni slučaj te nastavak istraživanja i razvoja usmjerenog na povećanje učinkovitosti P2G2P sustava (Kotowicz et al., 2018).

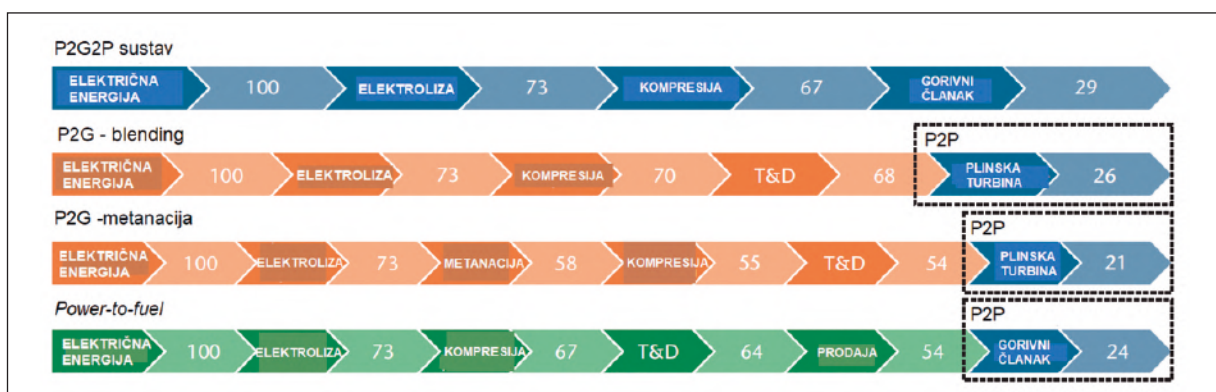
Proizvedeni vodik se, osim za ponovnu elektrifikaciju, može miješati u postojeću plinsku mrežu, koristiti kao gorivo u vozilima s gorivnim člancima te kao ulazna sirovinama u pojedinim granama industrije. Kao i P2G2P sustav, i ostali potencijalni načini integracije obnovljivih izvora energije na bazi vodika se baziraju na nekoliko oblika transformacije energije, što dovodi do relativno niske učinkovitosti cjelokupnih procesa u rasponu od 20% do 30% (prikazano na slici 10.) (IEA, 2015).

7.2. Primjena vodika u transportu

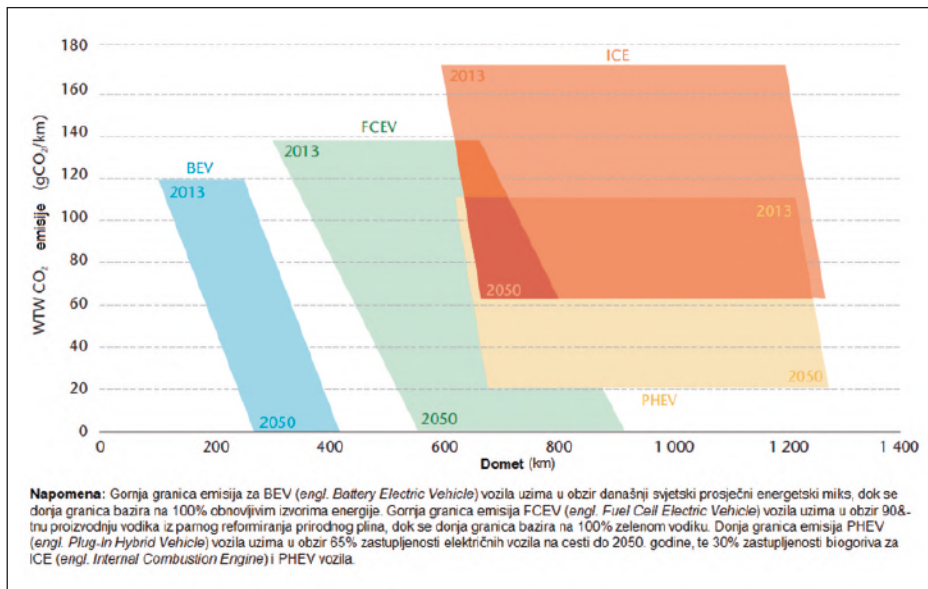
Globalna potražnja energije u sektoru transporta se više nego dvostruko povećala od 45 EJ u 1973. godini, do 110 EJ u 2014. godini, povećavši pri tome svoj udio u globalnoj potražnji energije s 23% na 28% (Hannula i Reiner, 2019). Kako bi se uskladili s ciljevima Pariškog sporazuma, IEA (*engl. International Energy Agency*) procjenjuje kako bi se očekivana potražnja 2050. godine od 160 EJ trebala spustiti na 102 EJ, odnosno da bi trebala ostati približna današnjoj potražnji energije u transportu. Zbog toga, dekarbonizacija cestovnog transporta zahtijeva kombinaciju održivih goriva i novih vrsta pogona vozila (Hannula i Reiner, 2019).

Električna vozila pogonjena gorivnim člankom (*engl. Fuel Cell Electric Vehicles – FCEV*) su vozila koja koriste vodik pohranjen u tlačnom spremniku (35 MPa do 70 MPa) za generiranje pokretne snage. Energija kočenja se također rekuperira i pohranjuje u bateriji, iz koje se koristi električna struja za optimizaciju potrošnje energije i pokrivanje vršne potrošnje energije u vozilu (primjerice pri ubrzanju) (IEA, 2015).

Trenutna potrošnja goriva je oko 1 kg vodika na 100 prijeđenih kilometara. Trenutna demonstracijska vozila imaju domet između 500 i 650 kilometara. Zbog toga što su karakteristike ovakvih vozila u vožnji



Slika 10. Prikaz učinkovitosti procesa baziranih na elektrolizi vodika (IEA, 2015)



Slika 11. WTW (engl. Well-to-wheel) emisije različitih pogona vozila u odnosu na domet (IEA, 2015)

i vrijeme punjenja vozila slični konvencionalnim vozilima, FCEV vozila ih potencijalno mogu uspješno zamijeniti emitirajući pri tom značajno manje stakleničkih plinova, ovisno o načinu proizvodnje vodika (slika 11.).

Krajem 2018. godine, u svijetu je postojalo 11 200 FCEV vozila, od čega je 4 000 vozila prodano iste te godine, odnosno 80% više nego u 2017. godini. Najviše prodanih vozila bilo je u Kaliforniji, zatim Japanu, Koreji i Njemačkoj (IEA, 2019a).

Značajnu ulogu u ranoj tržišnoj fazi FCEV vozila mogu imati flote vozila, primjerice taksi prijevoznici. Punjenje vozila na baznoj lokaciji uvelike smanjuje potrebu za skupocjenom infrastrukturom punionica vodikom. Zbog toga bi se, kao rezultat bolje iskorisćenosti punionica te veće godišnje kilometraže, ekonomska opravdanost ranije mogla postići kod flote vozila, nego kod individualno posjedovanih vozila. Široko posjedovanje FCEV vozila također može biti ograničeno zabrinutošću potrošača u vezi sigurno-

sti putnika pri akcidentima, dostupnosti punionica te sigurnosti u tunelima i zatvorenim parkiralištima (IEA, 2015).

Teški cestovni prijevoz, odnosno kamionski promet, ima neizvjesnu budućnost, kao i osobna vozila. Naime, moderni dizelski motori u teškim vozilima imaju relativno visoku učinkovitost (i do 40%) pri konstantnoj brzini na autocestama. Učinkovitost gorivnih članaka se smanjuje porastom izlazne snage. Također, u usporedbi s konvencionalnim dizelskim vozilima, vodik u spremniku pod tlakom od 70 MPa zahtijeva četiri puta veći spremnik za istu udaljenost (IEA, 2015). Glavni problem manjka razvoja vozila s gorivnim člankom je njihova neučinkovitost u odnosu na električna vozila. Tablica 3. predstavlja učinkovitost vozila pogonjenih vodikom ovisno o vrsti goriva iz kojeg se proizvodi vodik potreban za pogon.

Nasuprot navedenim vrijednostima, električna vozila mogu imati učinkovitost od 73% (InsideEVs, 2020).

Tablica 2. Modeli vozila pogonjenih gorivnim člankom u trenutnoj prodaji (modificirano iz izvora Turoń, 2020)

Model	Vrijeme proizvodnje	Prosječni domet (km)	Klasa vozila	Prosječna cijena (USD)	Prosječna cijena konkurentnog vozila u klasi
Hyundai ix35fuel cell	2013 – do danas	594	SUV	68 309 – 70 000	33000
Hyundai Tucson FCEV	2014 – do danas	426	SUV	68 309 – 70 000	33000
Toyota Mirai	2014 – do danas	502	D vozilo	58 365 – 65 000	25000
Honda Clarity	2016 – do danas	480	D vozilo	59 385	25000
Hyundai Nexa	2018 – do danas	600	SUV	58 300 – 61 800	33000

Tablica 3. Učinkovitost vozila pogonjenih vodikom obzirom na izvor vodika (Perković, 2020)

	učinkovitost (%)
Vozila pokretana vodikom kao nosiocem energije – vodik iz elektrolize i električna energija iz 100% obnovljivih izvora energije	22,7
Vozila pokretana vodikom kao nosiocem energije – vodik iz elektrolize i električna energija iz energetske miksa Republike Hrvatske	17,4
Vozila pokretana vodikom kao nosiocem energije – vodik iz elektrolize i električna energija iz fosilnih izvora	9,0

Dostatna mreža punionica vodikom je ključna za privlačenje interesa potrošača za FCEV vozila. One mogu biti neovisne (slika 9-4.), ili uklopljene u postojeće benzinske crpke. Najvažniji faktor kod postavljanja punionice vodika je njezin kapacitet. I dok u početku stanice dnevnog kapaciteta od 50 do 100 kg vodika mogu biti dovoljne (što će omogućiti 10 do 20 punjenja dnevno), na razvijenom tržištu su potrebne stanice kapaciteta i do 2000 kg dnevno, pri čemu je opskrba stanice jedino moguća vodikovim cjevovodima ili kamionima za prijevoz ukapljenog vodika (ako se radi o dopremi vodika iz centraliziranog postrojenja). Krajem 2019. godine, u svijetu je postojalo 432 punionice vodika, od čega je 330 javnih punionica. U Europi je postojalo 177 punionica vodika, od čega 87 u Njemačkoj te 26 u Francuskoj (FuelCellWorks, 2020).

8. Zaključak

Vodik predstavlja veliki potencijal u smanjenju emisija stakleničkih plinova i usporavanju globalnog zatopljenja zbog činjenice da vodik kao gorivo izgara bez štetnih emisija. No, važno je naglasiti da se u tom kontekstu radi o zelenom vodikom, odnosno o vodikom proizvedenom korištenjem obnovljivih izvora energije. Plavi vodik također može imati značajnu ulogu u prijelazu na održivi oblik ekonomije, no potrebno je imati na umu da ograničena financijska sredstva mogu limitirati razvoj potpuno obnovljivih goriva i izvora energije. Ključ napretka tehnologije zelenog vodika je istraživanje i razvoj u smjeru elektrolizatora i gorivnih članaka. Elektrolizatori i gorivni članci su tehnologija od iznimne važnosti te ih je potrebno razvijati kako bi se poboljšala njihova ekonomičnost upotrebe. Izazovi pri tome su opravdati rad elektro-

lizatora tijekom cijele godine, obzirom na promjenjivu dostupnost obnovljivih izvora energije te jeftine električne energije iz elektroenergetskog sustava te problem neučinkovitosti zbog višestrukih energetske transformacije u P2G2P sustavima. Iz ekonomske analize proizvodnje plavog i zelenog vodika, vidljivo je da bi se do 2040. godine mogla dostići cjenovna konkurentnost zelenog vodika s vodikom proizvedenim iz fosilnih goriva, no uz određene pretpostavke razvoja događaja kao što su poskupljenje naknada za emisije.

U ovom radu naglasak se daje na korištenju postojeće infrastrukture za eksploataciju i transport ugljikovodika kako bi se obnovljivi izvori energije integrirali u globalne energetske sustave. Izrada potpuno novih sustava i postavljanje nove infrastrukture može naići na značajne prepreke u ekonomskom i praktičnom smislu. Transport vodika plinovodima u smjesi s prirodnim plinom predstavlja realnu mogućnost integracije obnovljivih izvora energije u globalni energetske sustav. Pri tome postoje izazovi kao što su zadovoljavanje potrebe energije na trošilima u kalorijskom smislu, kompatibilnost krajnjih trošila sa smjesom metana i vodika, degradacija otpornosti materijala od kojih su izrađeni postojeći plinovodi te općenito zadovoljavanje sigurnosnih kriterija korištenja plinovoda u tim uvjetima. Svaki od ovih izazova potrebno je detaljno analizirati na svakom pojedinačnom slučaju prenamjene postojećih plinovoda zbog različitih konstrukcijskih karakteristika. Postrojenja za izdvajanje vodika iz smjese imaju potencijal zamijeniti trenutne funkcije primopredajnih mjerno-redukcijskih stanica uz moguće iskorištavanje čistog izdvojenog vodika za industrijske ili energetske namjene.

Najveća trenutna barijera u primjeni vodika u transportu predstavlja manjak dostupnih punionica, prevelika cijena vozila te slaba ukupna učinkovitost vozila obzirom na ostale alternativne pogone vozila. Nezainteresiranošću kupaca usporava se razvoj punionica, dok se slabim razvojem punionica odvrću potencijalni kupci. Uz sve navedeno, najvažniji faktor u prelasku globalnih ekonomija na obnovljive izvore energije je ekonomska opravdanost. Fokusiranim razvojem u tom smjeru, uz financijske potpore razvojnim projektima, zasigurno se može postići postupna tranzicija prema održivim gospodarstvima u dugoročnom razdoblju, pri čemu tehnologija elektrolizatora i gorivnih članaka može pomoći u integraciji obnovljivih izvora energije, odnosno skladištenju takvog oblika energije. Također, iskorištavanjem postojeće energetske infrastrukture smanjuje se cjenovna intenzivnost takvih projekata.

Literatura

1. HAESLONCKX, D., D'HAESELEER, W., 2006. *The use of natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure*. Elsevier. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.018> (20. 4. 2020.)
2. HANNULA, I., REINER, D., 2019. *Near-Term Potential of Biofuels, Electrofuels, and Battery Electric Vehicles in Decarbonizing Road Transport*. Elsevier. URL: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.08.013> (13. 5. 2020.)
3. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2015. *Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells*. IEA Publications. URL: [http://ieahydrogen.org/pdfs/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells-\(1\).aspx](http://ieahydrogen.org/pdfs/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells-(1).aspx) (27. 3. 2020.)
4. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA), 2018. *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power> (27. 3. 2020.)
5. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA), 2019. *Hydrogen: A renewable energy perspective*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective> (1. 4. 2020.)
6. KARASALIHVIĆ SEDLAR, D., VULIN, D., KRAJAČIĆ, G., JUKIĆ, L., 2019. *Offshore gas production infrastructure reutilization for blue energy production*. *Renewable & sustainable energy reviews*, 108, 159-174. Elsevier. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.052> (2. 7. 2020.)
7. KLABUČAR, B., KARASALIHVIĆ SEDLAR, D., SMAJLA, I., 2020. *Analysis of blue energy production using natural gas infrastructure: Case study for the Northern Adriatic*. Elsevier. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.082> (28. 5. 2020.)
8. KOTOWICZ, J., WECEL, D., JURCZYK, M., 2018. *Analysis of component operation in power-to-gas-to-power installations*. Elsevier. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.050> (25. 4. 2020.)
9. KUMAR, S. S., HIMABINDU, V., 2019. *Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review*. KeAi Publishing. URL: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002> (19. 5. 2020.)
10. MELAINA, M. W., ANTONIA, O., PENEV, M., 2013. *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*. National Renewable Energy Laboratory.
11. PANFILOV, M., 2016. *Compendium of Hydrogen Energy – Volume 2: Hydrogen Storage, Transportation and Infrastructure*. Woodhead Publishing Series in Energy. str. 91 – 115. URL: <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3> (14. 4. 2020.)
12. PERKOVIĆ, L., 2020. *Distribucija i korištenje energije – materijali s predavanja. Transport i energetika. Energetska i emisijska intenzivnost u sektoru prometa*. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet (neobjavljeno).
13. POKUPČIĆ, T., 2011. *Ispitivanje cjevovoda vodika u rafineriji nafte Sisak*. INA d.d.. URL: https://hrcak.srce.hr/index.php?show=clanak&id_clanak_jezik=118617 (17. 5. 2020.)
14. SUNDÉN, B., 2019. *Hydrogen, Batteries and Fuel Cells*. Elsevier. str 123 – 144 URL: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816950-6.00008-7> (3. 5. 2020.)
15. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY – ALTERNATIVE FUELS DATA CENTER, 2020a. *Hydrogen Production and Distribution*. URL: https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_production.html (15. 4. 2020.)
16. VEDRINA, I., 2014. *Alkalni bipolarni elektrolizator*. Diplomski rad. Zagreb: Fakultet strojarstva i brodogradnje.
17. YADAV, K., SIRCAR, A., 2017. *Hydrogen compressed natural gas and liquefied compressed natural gas: Fuels for future*. Gujarat: Pandit Deendayal Petroleum University. URL: <http://www.pdpu.ac.in/downloads/3%20Hydrogen-Compressed-Natural-Gas.pdf> (8. 9. 2020.)
18. ZELENKO, I., 2020. *Analiza uklanjanja odobalnih postrojenja na Jadranu u odnosu na prenamjenu u odobalnu vjetroelektranu*. Diplomski rad. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet.
19. ZHAO, Y., MCDONELL, V., SAMUELSEN, S., 2019. *Experimental assessment of the combustion performance of an oven burner operated on pipeline natural gas mixed with hydrogen*. Elsevier. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.011> (16. 4. 2020.)

Web izvori

20. COVERTEL POWER, 2016. *What is an electrolyser?* URL: <https://covertelpower.com.au/products-and-services/electrolysers/what-is-an-electrolysers/> (21. 4. 2020.)
21. ENERGINET DK, 2018. *Environmental Report 2018: Environmental report for Danish electricity and CHP for 2017 status year*. Energinet. URL: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Environmental-Report-2018> (2. 5. 2020.)

22. EUROPEAN PARLIAMENT, 2020. *EU climate law: MEPs want to increase emission reductions target to 60% by 2030*. URL: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20200907IPR86512/eu-climate-law-meps-want-to-increase-emission-reductions-target-to-60-by-2030> (13. 9. 2020.)
23. EVWIND.ES, 2020. *Wind energy and solar produced 10% of global electricity in H1 2020*. URL: shorturl.at/dorvF (13. 9. 2020.)
24. HÉVIN, G., 2019. *Underground storage of Hydrogen in salt caverns*. European Workshop on Underground Energy Storage November 7th – 8th 2019. Paris. URL: <http://www.energnet.eu/sites/default/files/3-Hevin-Underground%20Storage%20H2%20in%20Salt.pdf> (2. 6. 2020.)
25. HYDROGEN EUROPE, 2017. *Fuel cells*. URL: <https://hydrogeneurope.eu/fuel-cells> (14. 5. 2020.)
26. 26. HYDROGEN EUROPE, 2017a. *Hydrogen Applications*. URL: <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-applications> (21. 5. 2020.)
27. IEA, 2019a. *Tracking Energy Integration, 2019*. URL: <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration-2019/hydrogen> (20. 5. 2020.)
28. INSIDEEVS, 2017. *Efficiency Compared: Battery Electric 73%, Hydrogen 22%, ICE 13%*. URL: <https://insideevs.com/news/332584/efficiency-compared-battery-electric-73-hydrogen-22-ice-13/> (25. 5. 2020.)
29. ISO – INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION, 2016. *ISO 6971:2016 Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition*. URL: <https://www.iso.org/standard/55842.html> (13. 9. 2020.)
30. ROYAL SOCIETY OF CHEMISTRY, 2020. *Hydrogen*. URL: <https://www.rsc.org/periodic-table/element/1/hydrogen> (11. 4. 2020.)
31. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY – OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, 2020. *Hydrogen Production: Natural Gas Reforming*. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming> (11. 4. 2020.)
32. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), 2020. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020*. U.S. Energy Information Administration. URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf (28. 4. 2020.)
33. VTT TECHNICAL RESEARCH CENTRE OF FINLAND, 2018. *Flexible combined production of power, heat and transport fuels from renewable energy sources*. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5bd5eb58c&appId=PPGMS> (2. 6. 2020.)

Elektrokarotažna mjerenja za procjenu integriteta kolone

Well integrity evaluation using well logging tools

Branko Jančiković
INA-Industrija nafte, d.d.
branko.jancikovic@ina.hr



Ključne riječi: Integritet bušotine, elektrokarotaža, CIT, gubitak magnetskog toka, MFC, RIB, akustična elektrokarotaža

Key words: Well Integrity, well logging, CIT, magnetic flux loss, MFC, RIB, acoustic well logging



Sažetak

Produženjem proizvodnog vijeka bušotine uz primjenu EOR metode pojavila se povećana potreba za praćenjem integriteta bušotina. Primjenom različitih metoda elektrokarotažnih mjerenja koje se ponavljaju kroz definirani vremenski period postignuto je vrlo uspješno praćenje integriteta bušotine i povećati sigurnost prilikom proizvodnje.



Abstract

Extending the life of the well and applying the EOR method, there was an increased need to monitor the well integrity. By applying multiple well logging measurements that we repeat over a defined period of time, we have successfully monitored the integrity of the well and increased safety during production.

1. Uvod

Od početka životnog vijeka bušotine u svrhu eksploatacije ugljikovodika, integritet bušotine je od najveće važnosti tijekom cijelog životnog ciklusa bušenja. Snimanjem elektrokarotažnim mjerenjima smanjuje

se i rizik od nekontroliranog oslobađanja i ispuštanja formacijskih fluida. Integritet bušotine uključuje integritet svih ugrađenih kolona; cementa, stanja proizvodne opreme, površinskih ventila, te ostale površinske opreme.

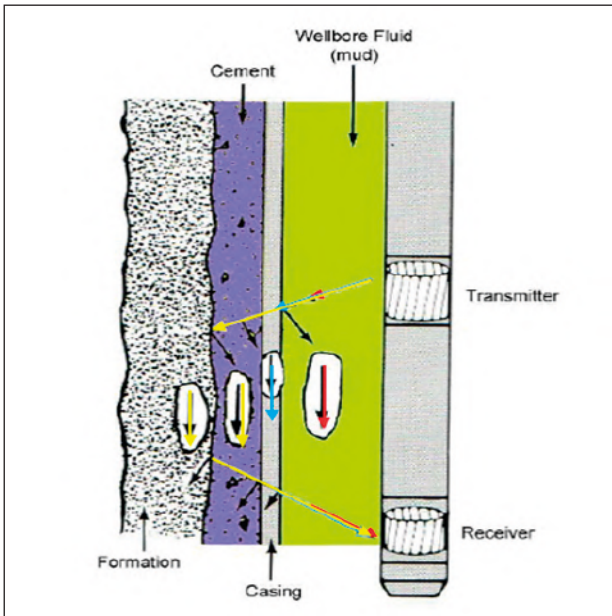
INA koristi EOR metode za dodatno povećanje proizvodnje, utiskivanjem CO₂ u ležište. Prikazat će se kako se kontrolira i prati dio integriteta, procjenom stanja proizvodne kolone i stanja cementa iza kolone. Upotrebom elektrokarotažnih mjerenja želi se spriječiti curenje CO₂ u pliče podzemne slojeve i osigurati visok stupanj očuvanja okoliša. Ukoliko se tijekom mjerenja utvrdi oštećenje kolone moguće je prilagoditi opremu koja se ugrađuje u bušotinu te spriječiti visoke troškove popravaka, povećati sigurnosti bušotine i efikasnost proizvodnje.

Elektrokarotažna mjerenja i metode koje koristimo u procjeni integriteta kolone:

- Akustična metoda za procjenu kvalitete veze cementa iza kolone;
- Elektromagnetsko mjerenje debljine stjenke;
- Mehanička metoda Kaliper – mjerenje oštećenja s unutrašnje strane kolone.

2. Akustična metoda za procjenu kvalitete veze cementa iza kolone

EK alat koji se koristi za procjenu kvalitete cementa iza kolone naziva se RIB (Radial Increment Bond Tool). Sastoji se od transmitera i dva prijemnika na



Slika 1.

udaljenosti 3 stope i 5 stope. Funkcionira na način da odašilje akustični val kroz fluid u bušotini, prolazi kroz kolonu, cement i formaciju te se odbija i vraća akustični signal nazad u prijemnik, gdje se pretvara u električni signal (slika 1.).

Poznato je vrijeme prolaza akustičnog signala kroz fluid i kolonu (željezo) bušotine, amplituda signala na vremenu očekivanog dolaska signala predstavlja kvalitetu veze cementa za kolonu. Mala vrijednost amplitude predstavlja dobru cementnu vezu, a velika amplituda predstavlja slabu vezu (slika 2.).

Na prijemniku udaljenosti 3 stope procjenjujemo kvalitetu cementa za kolonu, a na prijemniku udaljenosti 5 stope procjenjujemo vezu iz VDL signala. U slučaju dobre veze cementa za formaciju postoji signal odziva formacije. Alat se sastoji od 8 odjeljaka koji mjere radijalno kvalitetu cementa, te daju potvrdu kvalitete cementne veze po 360 stupnjeva kolone.



Slika 2.

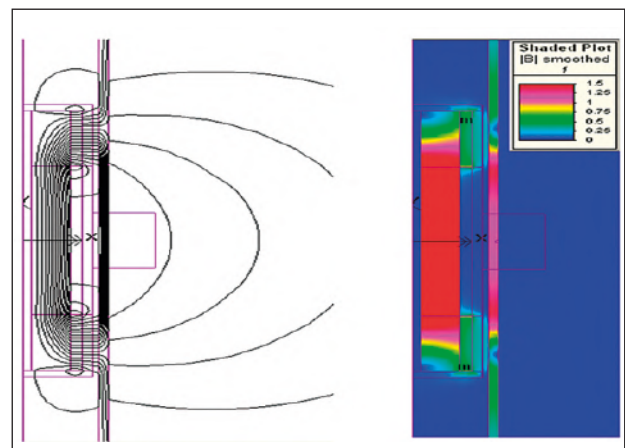
3. Elektromagnetsko mjerenje debljine stijenke

CIT – Casing Inspection Tool je alat koji sadrži 2 trajna magneta zaduženi za stvaranje snažnog magnetskog polja, što prikazuje slika 3. Koristi tehnologiju gubitka magnetskog toka kako bi odredio debljinu stijenki. Senzor koji sadrži alat CIT mjeri magnetski tok, a promjena magnetskog toka prikazuje promjenu debljine metala. Iz tih podataka vidimo promjene u debljini stijenke.

Ista tehnologija koristi se pri nadziranju većine cjevovoda, prikazano na slici 4. Osnovne primjene CIT alata su: mjerenje debljine stijenke, procjena korozije, unutrašnja i vanjska oštećenja, identifikacija centralizera kolone i utvrđivanje perforacija.



Slika 3.



Slika 4.

4. Mehanička metoda Kaliper

MFC-Multi-Finger Caliper je alat koji se sastoji od 40 „prstiju“ koji mjere vrlo male promjene na unutrašnjoj stjenki kolone – slika 5.

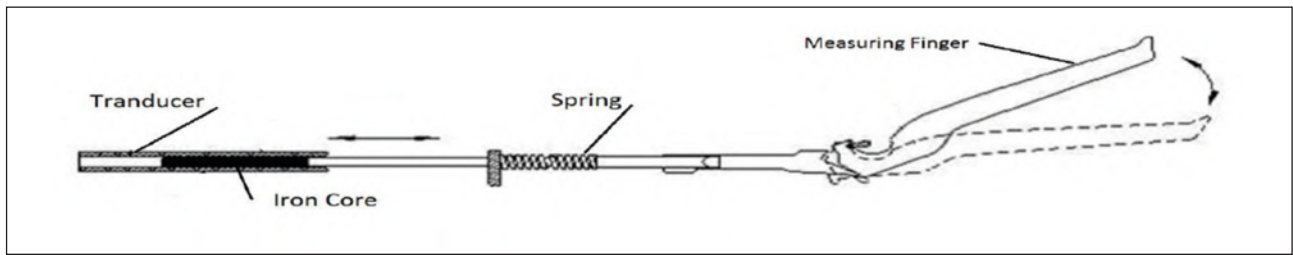
Djeluju na način da 40 neovisnih mehaničkih „prstiju“ preko opruge djeluju na senzor, a taj podatak šalju na površinu. Iz njih se očitavaju podaci o deformacijama unutrašnjeg stanja kolone. Alat je tijekom mjerenja centraliziran, kako bi se minimalizirao utjecaj nagiba bušotine na kvalitetu mjerenja – slika 6.

Obrada podataka dobivenih elektrokarotažnim mjerenjima

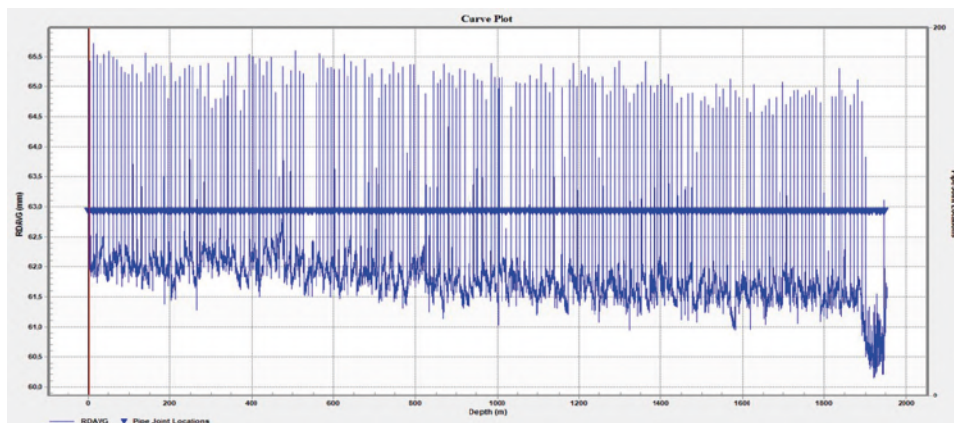
Nečistoće u bušotini mogu uzrokovat netočnost podataka. Kako bi dobili što kvalitetnije podatke, prije svakog mjerenja potrebno je bušotinu pročistiti bu-



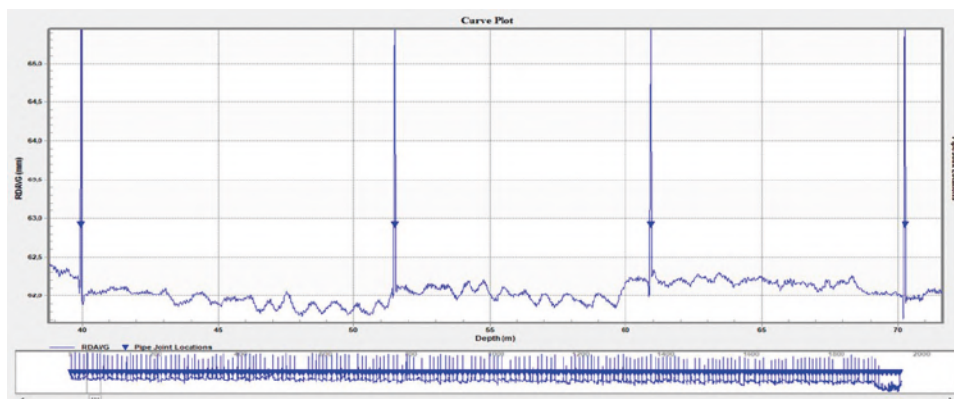
Slika 5.



Slika 6.



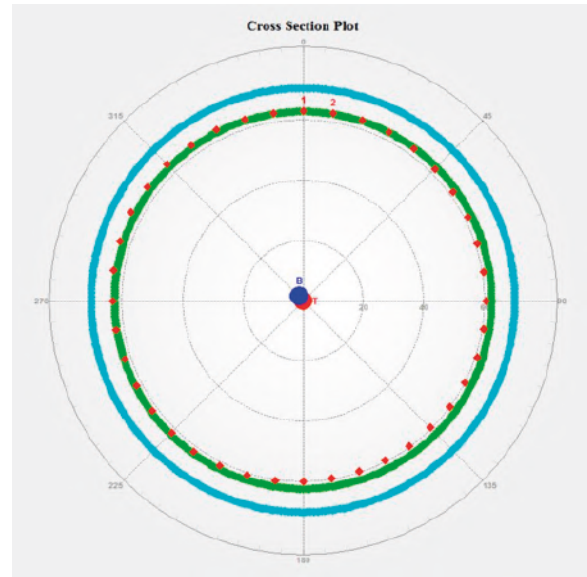
Slika 7.



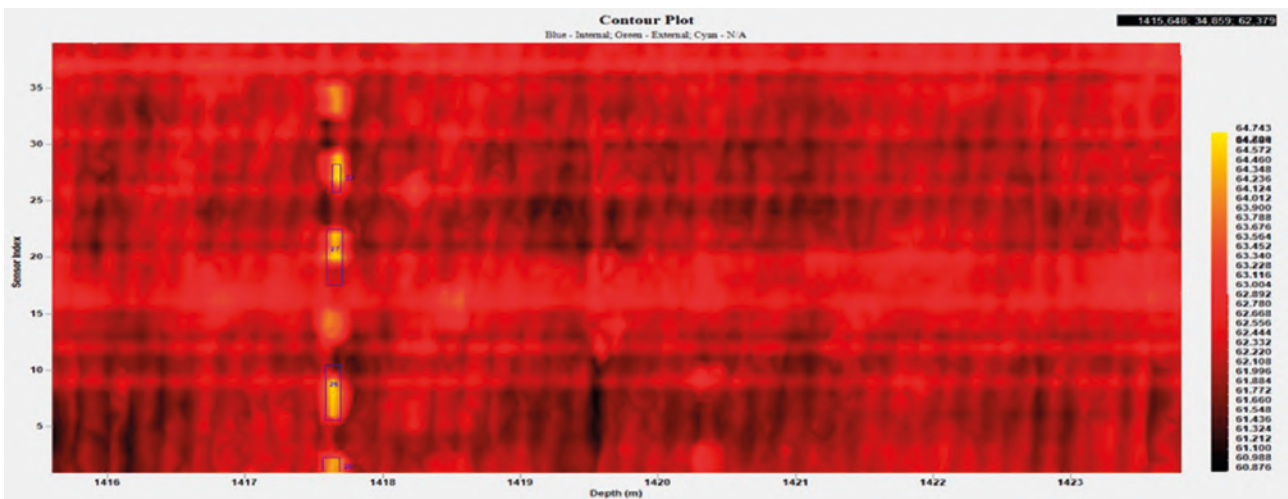
Slika 8.

dući da su metode CIT i MFS kontaktne. Za obradu podataka dobivenih mjerenjem CIT-a i MFC-a koristi se program SPARWORKS, poduzeća SPARTEK SYSTEMS, proizvođači i alata za izvođenje mjerenja. Podaci dobiveni iz ova dva načina mjerenja slično se obrađuju. Kod obrade podataka prvo se dubinski korelira i lociraju se spojnice. Spojnice nisu uključene u interpretaciju, prikazano na slikama 7. i 8.

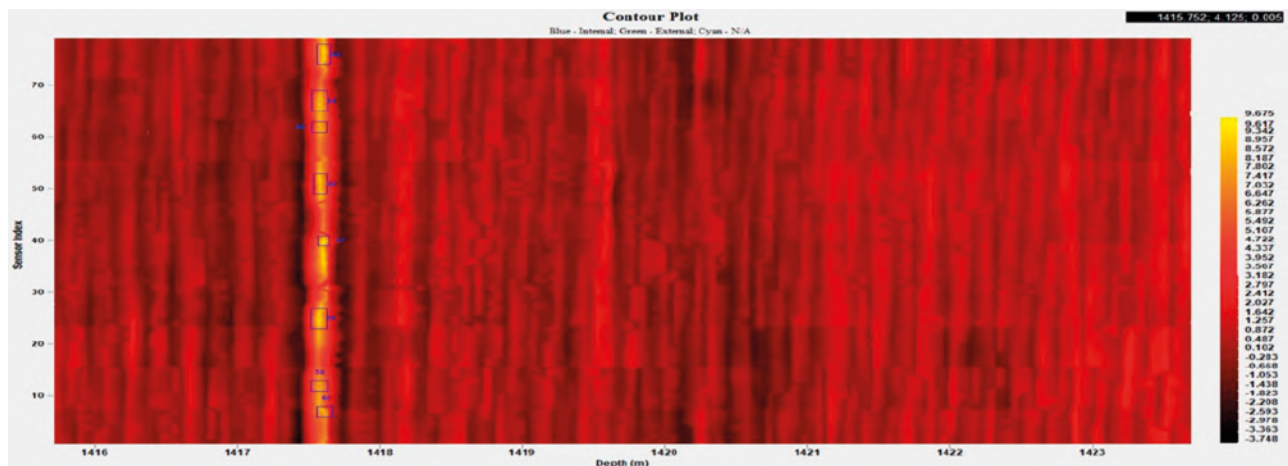
Krivulje se centraliziraju, jer unatoč tome što je alat u bušotini tijekom snimanja centraliziran, on nikad nije apsolutno centraliziran. Program na svakoj dubini optimizira središte krivulje za realne podatke, stvarajući nove vrijednosti, određujući točno središte. Krivulje na slici 9: plava kružnica prikazuje vanjski promjer kolone, zelena kružnica unutrašnji promjer kolone, a crvene točke prikazuju stvarna mjerenja.



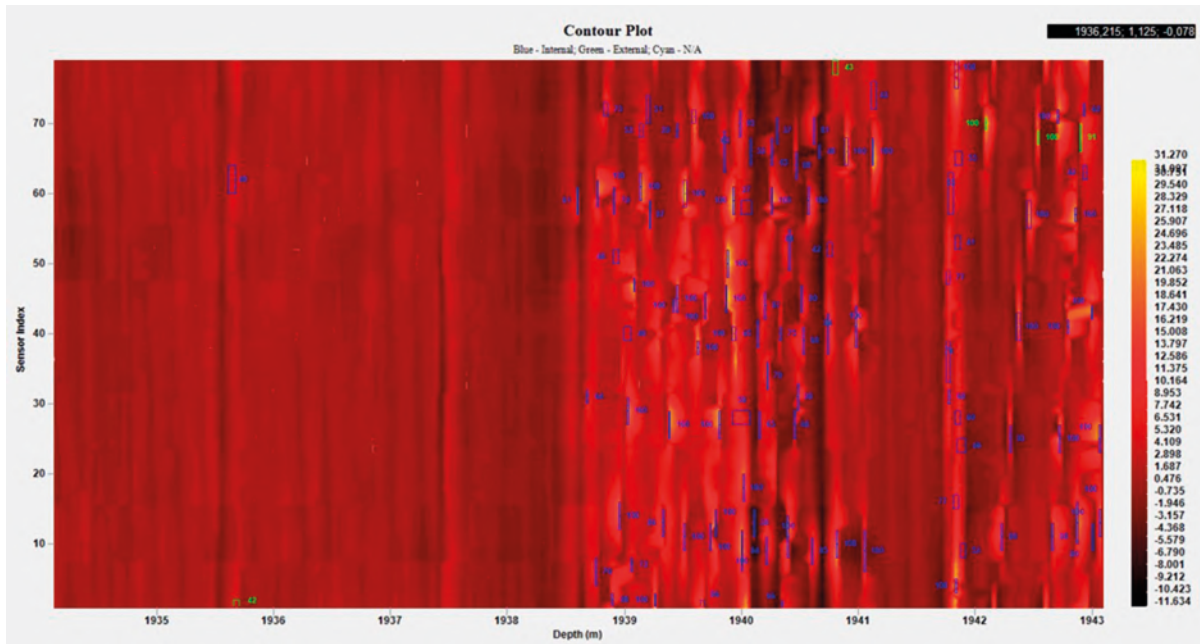
Slika 9.



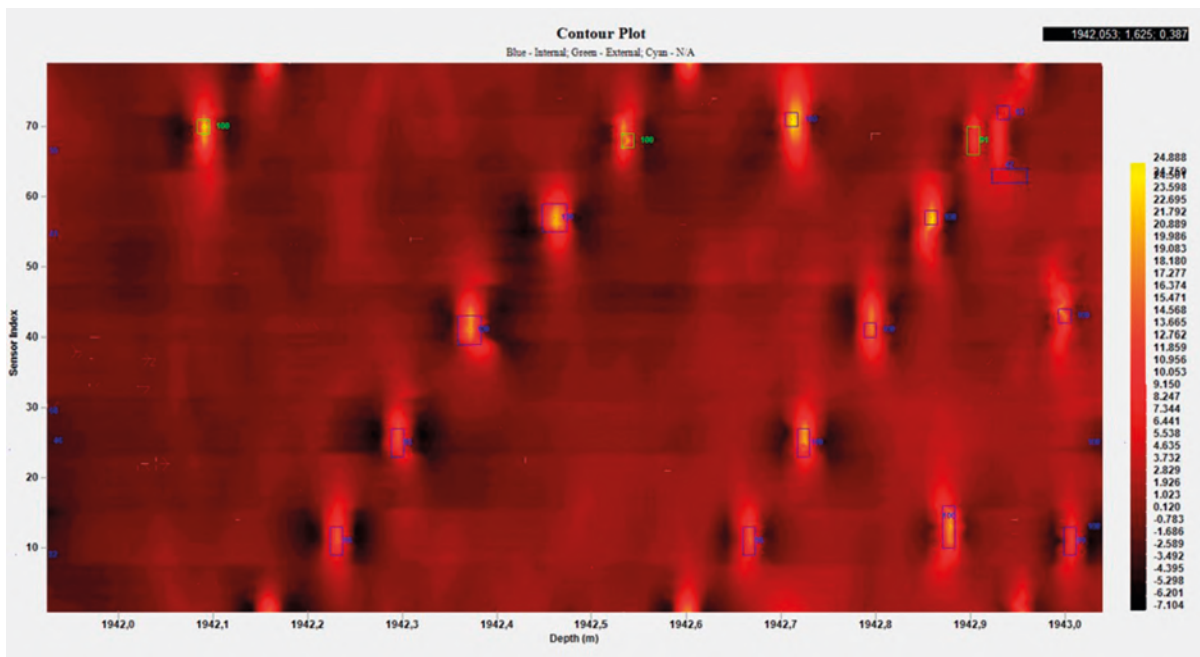
Slika 10.



Slika 11.



Slika 12.



Slika 13.

Plava točka u središtu predstavlja stvarni položaj alata, a crvena prikazuje programski izračunati centar.

Idući korak je stvaranje 2 D prikaza svake kolone između spojnica. Na osi X prikazana je dubina, a na osi Y broj senzora na alatu. Intenzitet boje označava oštećenje kolone. Slike 10. i 11. prikazuju oštećenje nastalo otvaranjem sidra, a potvrđene su s oba mjerenja. Informacije o oštećenjima prosljeđuje se proizvodnim inženjerima koji dizajn opreme prilagođavaju stvarnom stanju u koloni.

Slika 12. prikazuje oštećenja od perforacija, a slika 13 zumirani je prikaz.

Rezultati se eksportiraju u tabličnom prikazu, na način da se svakoj pojedinoj koloni dodjeljuje jedna od 5 klasa, temeljeno na najvećem detektiranom oštećenju. Klasa 1. od 0 do 20% oštećenja, klasa 5. oštećenje veće od 80% nominalne debljine stijenke. Jednaki prikaz se dobiva iz oba mjerenja, i MFC i CIT. Slika 14. prikazuje tablicu podataka, a slika 15. je 3D prikaz perforacije.

Joint Summary

Company: INA d.d. Well: Žu-265

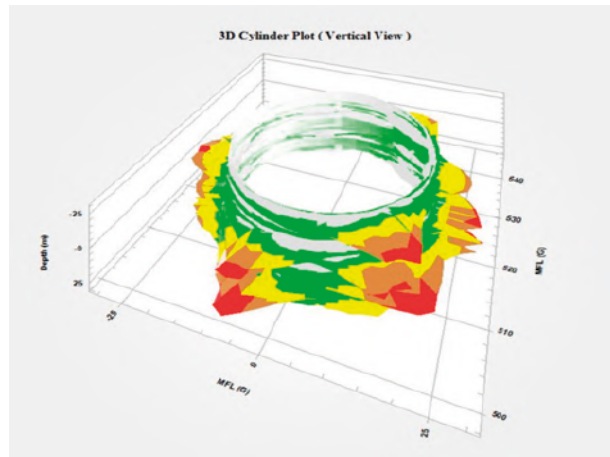
Legend: Nominal Casing Body Wall Penetration (%)

Class 1: < 20%	Class 2: 20% - 40%	Class 3: 40% - 60%	Class 4: 60% - 80%	Class 5: 80% +
----------------	--------------------	--------------------	--------------------	----------------

Remarks

Depth (m)	Top Depth (m)	Bottom Depth (m)	Outer Diameter (mm)	Weight (kg/m)	Inner Diameter (mm)	Thickness (mm)	Penetration (%)	Volume (m³)	Weight (kg)	Strength (psi)	Notes
195	1.834,99	9,85	139,70	125,73	3	55,0 %	3,14	1.844,42	12,40	5,0 %	EXT ISO
196	1.844,85	9,46	139,70	125,73	3	50,8 %	3,44	1.845,26	49,60	2,5 %	EXT ISO
197	1.854,31	9,51	139,70	125,73	1	0,0 %	6,98	1.854,31	0,00	0,0 %	NA NA
198	1.863,82	9,46	139,70	125,73	1	0,0 %	6,98	1.863,82	0,00	0,0 %	NA NA
199	1.873,28	10,16	139,70	125,73	1	0,0 %	6,98	1.873,28	0,00	0,0 %	NA NA
200	1.883,45	8,70	139,70	125,73	1	0,0 %	6,98	1.883,45	0,00	0,0 %	NA NA
201	1.892,23	9,70	139,70	125,73	1	0,0 %	6,98	1.892,23	0,00	0,0 %	NA NA
202	1.901,99	8,71	139,70	125,73	1	0,0 %	6,98	1.901,99	0,00	0,0 %	NA NA
203	1.910,70	9,72	139,70	125,73	3	41,0 %	4,12	1.911,15	37,20	2,5 %	EXT ISO
204	1.920,42	8,98	139,70	125,73	1	0,0 %	6,98	1.920,42	0,00	0,0 %	NA NA
205	1.929,40	10,03	139,70	125,73	4	61,2 %	2,71	1.938,61	706,90	5,0 %	INT ISO
206	1.939,43	10,11	139,70	125,73	2	34,5 %	4,17	1.948,17	161,30	5,0 %	EXT ISO
207	1.949,54	10,10	139,70	125,73	4	63,2 %	2,57	1.950,05	62,00	2,5 %	EXT ISO
208	1.959,04	9,66	139,70	125,73	5	100,0 %	0,00	1.960,94	24,90	7,5 %	INT ISO
209	1.969,30	9,28	139,70	125,73	3	49,5 %	3,53	1.971,29	24,60	7,5 %	EXT ISO
210	1.978,16	9,19	139,70	125,73	5	100,0 %	0,00	1.980,04	24,90	5,0 %	EXT ISO
211	1.988,36	8,79	139,70	125,73	5	100,0 %	0,00	1.991,07	24,90	5,0 %	EXT ISO
212	1.997,12	10,31	139,70	125,73	5	100,0 %	0,00	2.002,00	24,90	7,5 %	EXT ISO
213	2.007,43	10,19	139,70	125,73	5	100,0 %	0,00	2.008,98	24,90	7,5 %	EXT ISO

Slika 14.



Slika 15.

Cement Evaluation

Setup Completion Collars Bond Formation Isolation Parameters Report

Completion

Casing

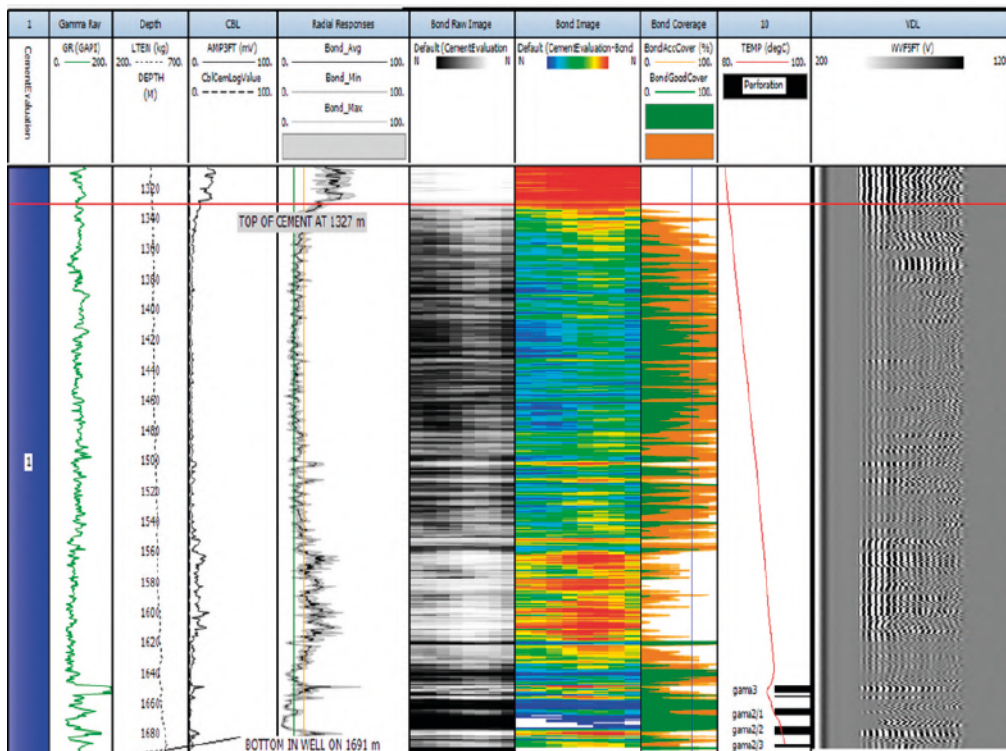
Top Depth	Bottom Depth	Outer Diameter	Weight	Inner Diameter	Thickness
0.00	450.00	9.625	47.000	8.581	0.47
0.00	1725.00	5.500	15.500	4.950	0.28

Cement

Expected Top Depth	Expected Bot Depth	Slurry Name	Expected Strength psi
1300.00	1711.00	CLASS H CEMENT	2500.00

Parameter Set Name: CementEvaluation

Slika 16.



Slika 17.

Podaci dobiveni mjerenjem RIB-a interpretiraju se upotrebom IP programa, proizvođača Lloyd's Register. U program je potrebno unijeti podatke: težinu kolone, vanjski promjer i kompresivnu snagu cementa, što prikazuje slika 16.

Slika 17. prikazuje podatke dobivene mjerenjem i programskom obradom. Na slici se mogu uočiti zone dobre cementacije, djelomične cementacije te vrh cementa.

Upotrebom gore navedenih alata te dobivanjem podataka korištenim programima dobiva se uvid u stanje kolone i mogućnosti daljnje eksploatacije iz bušotine, što je od velike važnosti za sva buduća djelovanja. Na taj način sprječavaju se moguća oštećenja i nastanak troškova, povećava se očuvanje sigurnosti bušotine i optimizira proizvodnja ugljikovodika eksploatacijskih bušotina.

50 godina naftno-plinskog polja Beničanci

50 years of Beničanci oil and gas field

Željana Kljaić
INA, Industrija nafte d.d.
Stefanija Novak-Zoroe
HUNIG

Želimir Šikonja
HUNIG
zelimir.sikonja@gmail.com



Ključne riječi: Beničanci, proizvodnja nafta i plina, sabirno-transportni sustav, zaštita okoliša

Key words: Beničanci, oil and gas production, gathering and transportation system, environmental protection



Sažetak

U radu se govori o povijesnoj važnosti naftnog polja Beničanci kao bitnog proizvodnog subjekta u Ini, od puštanja polja u rad do danas te o njegovoj važnosti za Republiku Hrvatsku.

Naftno polje Beničanci od puštanja u proizvodnju 1972. godine do 20023. proizvelo je više od 20 milijuna kubika nafte. U najboljim godinama, u razdoblju od 1980. – 1985. proizvodilo je više od milijun kubika nafte na godinu, po čemu je ušlo u povijest hrvatskih naftaša kao jedino na kojemu je ostvarena tako visoka godišnja proizvodnja. Naftno-plinsko polje Beničanci su ispisali brojne proizvodne rekorde koje je teško ponoviti. No prirodni pad proizvodnje na svakom naftno – plinskom polju je neizbježan. Povećanje udjela vode u proizvodnji i prestanak eruptivnog načina pridobivanja utjecali su na smanjenje proizvodnje. Stoga su u cilju produljenja rada polja 1985. godine uvedene sekundarne metode proizvodnje, utiskivanje vode u ležište radi podržavanja slojnog tlaka polja, koje će povećati ukupni iscrpak nafte. Danas Beničanci proizvode 16 790 kubika nafte godišnje.

Nadalje, autori su se u radu osvrnuli i na ostala proizvodna polja koja se nalaze u sastavu nekadašnjeg radilišta, odnosno pogona Beničanci, kao što su polja: Števkovica, Crnac, Bokšić-Klokočevci, Kučanci-Kapelna, Obod, Obod-Lacići, Bokšić, Sječe, Dravica te geotermalno polje Bizovac.



Abstract

The paper deals with the historic importance of the Beničanci oil field as an essential production asset in INA from putting it into production until now and stresses its significance for Croatia.

From production start-up in 1972 until 2023 more than 20 million m³ of oil was produced from the Beničanci oil field. In its most productive years, from 1980-1985 more than a million m³/year of oil was produced, and Beničanci has made history as the only Croatian field achieving such record high annual production. The Beničanci oil and gas field holds many production records, which will be hard to beat. However, as natural production decline is inevitable in any field, increase in water cut and cessation of flowing production resulted in production decrease. Therefore, in 1985, in order to extend the life of the field, a secondary recovery method – waterflooding was introduced with the aim to improve recovery efficiency. Current rate of production from the Beničanci field is 16.790 m³/year of oil.

In addition, the authors also mentioned other producing fields which once comprised the Beničanci Production Area, namely: Števkovica, Crnac, Bokšić-Klokočevci, Kučanci-Kapelna, Obod, Obod-Lacići, Bokšić, Sječe, Dravica and the Bizovac geothermal field.

1. Istražni radovi

Prvi istražni radovi – gravimetrijski premjeri u području Panonske nizine, u Slavoniji, bili su u razdoblju od 1940. do 1942., superregionalnim gravimetrijskim premjerom Hrvatske. Već na toj gravimetrijskoj karti naznačen je kod mjesta Beničanci gravimetrijski nos, što je potvrđeno i premjerom 1954. – 1955.

Jedno od vrlo zanimljivih nadsvođenja u regionalnom smislu ustanovljeno je na potezu Našice – Donji Miholjac pa je tako 1958. godine položena mreža od pet seizmičkih profila. Interpretacijom podataka ustanovljeno je zasebno nadsvođenje pogodno za akumulaciju ugljikovodika. U dvije godine izrađeno je pet bušotina: Našice-1, Kučanci-1, Beničanci-1, D. Miholjac-1 i Klokočevci-1.

Geolozi INA-Naftaplina 6. svibnja 1959. locirali su bušotinu Be-1, oko četiri kilometra zapadno od sela Beničanci, na tjemenu seizmički utvrđene antiklinale. Bušena je od sredine rujna iduća dva mjeseca do dubine 2121 metara. Nabušene su dolomitno-vapnene breče, ali kako tijekom bušenja i nakon njega nisu izvedena ispitivanja slojeva s kolektorskim značajkama, bušotina je likvidirana kao negativna.

Iako je bušotina bila negativna, prikupljeni podaci o razvoju sedimenata upućivali su na postojanje dobrih rezervoar-stijena i pokrovnih stijena kao osnovnog uvjeta za akumulaciju ugljikovodika.

Ponovljenim gravitacijskim premjerom toga područja 1963. – 1964. godine dobivena je slična građa podzemlja kao i prilikom prvog premjera. Struktura Beničanci prikazana je u obliku zatvorene pozitivne gravimetrijske anomalije.

U nastavku istraživanja u razdoblju od 1966. – 1968. godine dopunjena je mreža seizmičkih profila. Na temelju rezultata novih mjerenja locirana je druga bušotina Be-2a.

„Bušilo se teško, osobito u vapnovitim stijenama koje su zgrušavale isplaku, pa je došlo do zaglave“ – zabilježili su očevici i zaključuju: „Kako se alatke nisu mogle izvaditi, odsječene su i postavljen cementni čep te je turbinom zasječena stjenka za novu bušotinu“.

Beničanci-2a je bušena od 16. srpnja do 4. kolovoza 1969. i dosegla je dubinu od 2215 metara. Geolozi su pomno bilježili sastav uzoraka iz isplake – od 1400 m svakih pet, a od 1850 m svaka dva metra. Uz to je vađeno devet mehaničkih jezgara od kojih je pet bilo pozitivno. Od 24 bočne jezgre dobiveno je samo 12, a osam je bilo pozitivno.

Prva pozitivnost uočena je u uzorcima iz isplake s 1873-1877 m. Jedan od nazočnih geologa rekao je: „Nešto mi je sumnjivo, idemo po jezgru. Spustili su aparat i izvadili 30-40 cm jezgre. Geolog je u baraci pogleda pod lampom, napravio i kloroform test i utvrdio da je pozitivna. Jezgra se na vrhu žutjela kao dukat.“

Tijekom noći bušotina je pripremljena za testiranje koje je obavljeno sutradan. Najprije je oko pola sata iz bušaćih cijevi šištao zrak, potom se pojavio plin, a odmah zatim i nafta! S intervala 1871,5-1883 m testiranjem je dobiveno deset kubika nafte. Otkriveno je novo polje, najveće u Slavoniji i treće u Hrvatskoj!

Kada se to dogodilo? U raznim zapisima i izjava-
ma spominju se četiri datuma: 21., 22., 23. i 24. srpnja.



Slika 1. Istražni radovi na Beničancima koncem 60-tih godina prošloga stoljeća



Slika 2. Prva nafta na Beničancima prevozila se autocisternama

Možda je ipak najvjerođostojniji onaj iz geološkog dosjea gdje su nabrojena jezgrovanja od 1873-2213 m. Kako je prva od tih devet izvedena 22. srpnja 1969. i bila pozitivna, to se taj datum sigurno može držati otkrićem Beničanaca.

U kasnijem geološkom izvješću je zapisano kako je na sapnicu 5 mm dobiveno oko 35 kubika nafte na dan, uz podosta plina. A iz intervala 2024-2027 m dobiveno je najprije osam, a na kraju 122 kubika

nafte. Potom je napucano još šest intervala između 1876 i 2010 m. Zajedno s prethodnim oni su dali čak 436 kubika nafte na dan bez vode!

Nafta je utvrđena u dolomitno-vapnenim brečama koje su nabušene na 1870-2097 m. Kako su u tom intervalu otkrivene znatne količine, odustalo se od daljnjih 200 m predviđenog bušenja koje je inače otežavalo zarušavanje škriljavih glina. Stoga je bušotina pripremljena za proizvodnju. Bilo je to 10. svibnja 1972., kada i u rad pušteno I istoimeno polje.

Već sredinom kolovoza te iste godine locirana je bušotina Be-3 koja se nalazi jedan kilometar istočno od Be-2, bliže selu Beničanci, na istočnom dijelu antiklinale. Prisustvo ugljikovodika je utvrđeno na približno istoj dubini kao i na Be-2 alfa, ali je ispitivanjem dobiveno manje nafte (oko tri kubika).

Bušotina je naravno pozitivna i u svibnju 1972. ušla u proizvodnju, a radila je još i krajem 2000-tih godine, kada je davala samo oko kubik nafte na dan.

2. Geološko-tehničke karakteristike ležišta i fluida

Ležište Beničanci, zasićeno naftom, badenske je starosti. Izgrađeno je uglavnom od siparišnih breča s pretežno dolomitnim detritusom (rjeđe vapnenačkim), te u nekim vršnim dijelovima od priobalnih brečokonglomerata jednakog sastava. Mjestimično se u vapneno-dolomitnim brečama javljaju prosjolci lapora. Na središnjem dijelu južnog krila antiklinale

Tablica 1: Pregled karakteristika ležišta

Ukupni volumen kolektorske stijene, m ³	649 950 400
Srednja efektivna debljina ležišta, m	74.3
Srednja poroznost ležišta, %	9.4
Početni ležišni tlak na težištu ležišta, bar	191.2
Tlak zasićenja ležišta, bar	147.1
Ležišni tlak u početku zavodnjavanja, bar	164.7
Početni obujamski koeficijent za naftu	1.27
Obujamski koeficijent za naftu kod tlaka zasićenja	1.28
Početni faktor otopljenog plina, m ³ /m ³	80.5
Obujamski koeficijent otopljenog plina kod tlaka zasićenja	0.007866
Viskoznost nafte kod početnog ležišnog tlaka, mPa·s	0.945
Viskoznost nafte kod tlaka zasićenja, mPa·s	0.875
Početno zasićenje ležišta vodom, %	29.3
Početno zasićenje ležišta naftom, %	70.7



Slika 3. Prvi zemljani radovi na budućim objektima sabirnog sustava Beničanaca

lateralno se izmjenjuju propusne vapneno-dolomitne breče i nepropusne finoklastične guste stijene, kvarcni doloareniti. U krovini kolektorskih naslaga dolaze badenski litotamnijski vapnenci, kalcitni lapori i lapori panonskog kata.

Ležište Beničanci formirano je u strukturnom izdignuću, a pripada tipu masivnih ležišta (I. O. Brod).

U ležištu je utvrđen jedinstveni kontakt nafta-voda na apsolutnoj dubini –1955 m.

Tablica 2: Karakteristike ležišnih fluida

Obujamska masa nafte, kg/m ³	875
Relativna gustoća, °API	30.21
Viskoznost nafte kod 30°C, mPa·s	18.5
Sadržaj parafina, % mas	10.2
Sadržaj sumpora, % mas	0.39
Stišište, °C	+17
Relativna obujamska masa plina u odnosu na zrak	1.0999
Obujamska masa ležišne vode, kg/m ³	1010.8
Salinitet, g _{NaCl} /dm ³	10.59
pH	7.48
Klasifikacija po Palmeru	razred – I; vrsta – alkalna

3. Razradni radovi

3.1. Iskorištavanje ležišta pri djelovanju prirodnog energetskog režima

Iskorištavanje naftnog ležišta Beničanci započelo je 10. 5. 1972. godine sa 17 bušotina. Prema preliminarnom elaboratu iz 1972. godine konačni je iscrpak nafte dobiven na osnovu kompresibilnosti fluida i stijena te mehanizma plina otopljenog u nafti. Tada

je iznosio 23%. Prema toj prognozi ležišni tlak je već u prvoj godini proizvodnje trebao pasti ispod tlaka zasićenja (početni tlak ležišta $p_1=191.2$ bar, tlak zasićenja $p_b=147.1$ bar).

U prve dvije godine, praćenje kretanja tlaka, u odnosu na proizvedene količine nafte, potvrdilo je postojanje podinskog akvifera. Također, zamijećena je i različitost indeksa proizvodnosti bušotina (od 0.9 – 200 m³/d/bar), što uz heterogenost ležišta upućuje i na djelomičnu djelotvornost istiskivanja nafte režimom potiska podinske vode. S tim novim saznanjima da će tijekom godina proizvodnja nafte iz ležišta



Slika 4. Gradnja naftovoda u slavonskoj ravnici



Slika 5. Prvi inženjeri i tehničari na slavonskim naftnim poljima okupljeni oko „Fiće“

sa sve većim brojem bušotina omogućiti razvijanje manje djelotvornog režima otopljenog plina u nafti i drastičnog smanjenja davanja bušotina, krenulo se u detaljnu analizu proizvodnog tijeka.

Nakon analize geološke građe ležišta, proizvodnih pokazatelja te rezultata hidrodinamičkih mjerenja prišlo se konvencionalnom zavodnjavanju ležišta, kako bi se utiskivanom vodom podržavao veći tlak u ležištu od tlaka zasićenja i time postigao povoljniji konačni iscrpak nafte iz ležišta Beničanci.

3.2. Iskorištavanje ležišta u fazi zavodnjavanja

Zavodnjavanje ležišta Beničanci započelo je u srpnju 1975. godine. U početku utiskivanja ležišni je tlak bio oko 10% veći od tlaka zasićenja i iznosio je 164.6 bar.

Projektom je predviđeno da se tijekom zavodnjavanja održava ravnoteža između proizvedenih količina kapljevine i utisnutih količina vode u ležišnim uvjetima. Za realizaciju projekta odlučujuće su bile karakteristike ležišta: visoka propusnost, jedinstvena razdjelnica nafta-voda, ležište kao jedinstvena hidrodinamička cjelina i postojanje vodocrpilišta na polju.

Za izvođenje procesa zavodnjavanja ležišta, izabrana je tehno-ekonomski najpovoljnija varijanta po kojoj bi ukupni obroci crpljenja u prvom periodu bili 3000 m³/d, s konstantnom proizvodnjom tijekom 10 godina, a ukupno vrijeme proizvodnje 20 godina. Konačni iscrpak nafte bio bi 53.52%.

Realizacija projekta do 1984. godine kreće se u zadovoljavajućim granicama, odnosno nešto iznad tlaka zasićenja. Sniženje ležišnog tlaka ispod tlaka zasićenja bilježi se u periodu od 1985. do 1989. godine. Smanjenjem količina utisnute vode željelo se sniziti energetska razinu, a prijelazom na režim otopljenog plina, odnosno ekspanzijom plina unutar zaostale nafte, izazvati formiranje utrapljenog plina, kako bi se pospješilo istiskivanje zaostale nafte.

Smanjenjem količina utiskivane vode (600 m³/d) nije došlo do očekivanog tempa sniženja tlaka jer je podinski potisak vode bio dovoljno snažan da uz utiskivanje ležišne vode znatno uspori pad ležišnog tlaka. Utiskivanje je nastavljeno s većim količinama 1989. godine.

Projektom zavodnjavanja predviđala se samo bezvodna proizvodnja, tj. zatvaranje bušotina u kojima se pojavi voda. Međutim, budući da se voda pojavila već u ranim fazama proizvodnje, izgrađeno je postrojenje za dehidraciju nafte pušteno u rad 1980. godine.

Iako se regulacijom i radovima pokušalo nadzirati i usporiti porast udjela vode u proizvodnji kapljevine,

snižena je energetska razina ležišta i bušotine koje prestaju eruptirati prelaze 1983. godine na sustav plinskog podizanja. Davanje bušotina tim je načinom smanjeno i od tada počinje lagani pad proizvodnog potencijala polja Beničanci.

Od rujna 1991. godine do veljače 1992. godine obustavljena je proizvodnja na svim poljima Pogona Beničanci zbog neposredne ratne opasnosti. Utiskivanje vode u ležište nije se prekidalo te je prije ponovnog puštanja bušotina u rad mjerenjem zabilježeno povećanje ležišnog tlaka 2 – 3 bar.

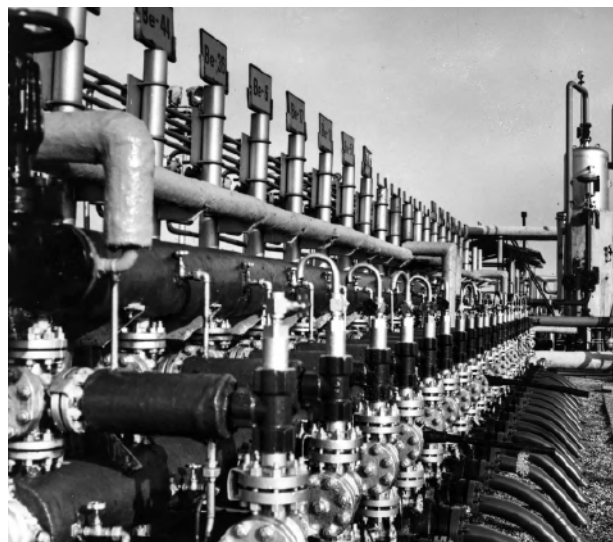
4. Sabirno-transportni sustav naftnog polja Beničanci

Početak razvoja sabirno-transportnog sustava naftnog polja Beničanci bilježimo 1972. godine, kada su izgrađene 3 mjerne stanice i otpremna stanica Beničanci.

Upravljanje mjernim stanicama bilo je poluautomatsko uz stalno prisustvo ljudi i rad u smjenama.

Puštanjem u proizvodnju naftnog polja Beničanci, na mjernim stanicama i otpremnoj stanici izdvajane su velike količine kaptažnog plina, koji je sagorijevao na bakljama. 1973. izgrađena su 2 kaptažna plinovoda do potrošača (Tvornica elemenata Našice i Kombinat Belišće) koji su preuzimali svu proizvedenu količinu kaptažnog plina u svoja energetska postrojenja.

Daljnjom razradom naftnog polja Beničanci i otkrivanjem polja Obod i Kućanci-Kapelna došlo je do znatnog povećanja proizvodnje nafte. Paralelno s tim u proizvedenoj kapljevini povećan je udio vode iznad 2%, te se 1975. godine pristupilo izgradnji triterske dehidracije na OS-i. Budući da svojim kapacitetom nije mogla zadovoljiti potrebe dehidracije pogona,



Slika 6. Razdjelivači bušotina

1977. godine započele su pripreme za rekonstrukciju mjernih i otpremnih stanica.

U razdoblju od 1977. do 1980. godine rekonstrukcijom su izgrađena postrojenja za prihvata i obradu 5.000 m³/dan nafte i 300.000 m³/dan kaptažnog plina.

4.1. Mjerne stanice

- Zamijenjeni su postojeći razdjeljivači bušotina;
- Zbirni separatori S-4 zamijenjeni su separatorima S-1000;
- Vertikalni plinski separatori zamijenjeni su odvajачima kapljica SP-1;
- Postojeća grupa zagrijača vode zamijenjena je kotlovnicom s 2 kotla;
- Izgrađeni su novi tlačni naftovodi kapaciteta 2000 m³/dan MS-OS, a postojeći tlačni naftovodi predviđeni su kao pričuvni za kaptažne plinovode;
- Izgrađeni su novi aditovodi od OS-e prema MS-a, a postojeći su prenamijenjeni u vodove za transportiranje deemulgatora na mjerne stanice.

4.2. Otpremna stanica

- Izgrađena je drugostupanjska separacija (3 IS-a) prije ulaza nafte u R-2100, a postojeći spremnici su prenamijenjeni u dehidratore;
- Izgrađena je procesna pumpaonica s pumpama kapaciteta 2.000.000 m³/god. s 2 horizontalna spremnika kapaciteta 100 m³, za prepumpavanje mokre nafte iz dehidratora u spremnike suhe nafte;
- Izgrađena su 4 spremnika suhe nafte R-5000, čime je omogućen prihvata 20.000 m³/dan suhe nafte;

- Rekonstruirana je postojeća otpremna pumpaonica ugradnjom novih otpremnih pumpi s reguliranim pogonom, koje su 16 sati dnevno omogućavale otpremu 2.000.000 m³/god. u utovarnu stanicu Ruščica;
- Priprema aditiva više se nije obavljala na otpremnoj stanici već je dopreman u tekućem stanju u izgrađeni spremnik R-50;
- Izgrađen je novi spremnički prostor za prihvat 50 m³ deemulgatora.
- Uz postojeći spremnički prostor za prihvat depresenta stiništa i deemulgatora izgrađena je pumpaonica slane vode i aditiva;
- Za pročišćavanje izdvojene vode iz dehidracije instaliran je separator otpadnih voda (SOV) i spremnik slane vode (RSV) te instalacije za utiskivanje slane vode u sloj;
- Instalirani su vijčani kompresori LMF za prikupljanje i transport kaptažnog plina s drugostupanjske separacije;
- Izgrađen je komandni centar (sinoptika) za kontrolu i upravljanje proizvodnjom i transportom nafte, plina, slane i bunarske vode, te opskrbu električnom energijom;
- Proširen je postojeći sustav zaštite od požara izgradnjom novog spremničkog prostora za uskladištenje vode, te hidrantske mreže;
- Izgrađena je nova pogonska zgrada u industrijskom krugu s laboratorijem, radionicama, garažama i prostorom za smještaj ljudi.

U posljednjoj fazi rekonstrukcije sabirno-otpremnog sustava polja Beničanci izgrađena je jama za sakupljanje otpadnih fluida 1991. godine. Izgradnjom



Slika 7. Radovi na izradnji otpremne stanice Beničanci



Slika 8. Prijevoz slavonske nafte Savom teglenicama od utovarne stanice Ruščica do rafinerije Sisak



Slika 9. Svečanost puštanja Beničanaca u rad

centralnog mjesta za obradu i ponovno vraćanje u proizvodni proces otpadnih fluida, nastalih kao posljedica remontnih i bušačkih radova, ekscesnih pojava



Slika 10. Prva plinska bušotina na Beničancima

i čišćenja posuda na našim postrojenjima zaokružen je razvoj sabirno-otpremnog sustava polja Beničanci. Tako je učinjen značajan korak u zbrinjavanju tehnološkog otpada i očuvanju okoliša.

5. Plinska ležišta polja Beničanci

Tijekom razradnog bušenja iskušavana je B serija (donji pont) u bušotinama Be-35, Be-36, Be-38 i Be-85A. Zasićenje plinom utvrđeno je u ležištima B₄ i B₆ u bušotini Be-36 i u ležištu B₆ u bušotini Be-85A. Ispitivanjem bušotine Be-73 1989. godine, utvrđeno je zasićenje plinom u ležištu B₉. Ispitivanjem bušotina

Tablica 3: Karakteristike ležišnih fluida

	Ležišta B _{9,811,81}	Ležišta B _{7,6,5,4}
Relativna obujamska masa plina u odnosu na zrak	0.7497	0.6893
Gradijent tlaka plina, bar/m	0.01186	0.01093
Obujamska masa plina u ležišnim uvjetima, kg/m ³	120.3	107.6
Kondenzatnost, cm ³ /m ³	119.8	73.6
Plinski ekvivalent (GE _L)		169.0
Plinski ekvivalent za vodu (GE _w)		1314
Sadržaj vode (vodenih para), cm ³ /m ³	7.9	7.5
pH	-	6.08
Salinitet slojne vode, g _{NaCl} /dm ³	-	2.56

Be-66, Be-73 i Be-85A (1997., 1998., 1999. i 2001. godine) potvrđeno je zasićenje i u ležištima B₄ – B₁₁.

Od ukupno izrađenih 106 bušotinskih kanala, u 24 je interpretacijom karotažnih mjerenja potvrđeno plinsko zasićenje u ležištima B serije. Od ukupnog broja, za razradu plinskih ležišta planirano je proizvodno opremanje tri bušotine i to: Be-66, 73 i 85A. Bušotina Be-73 je ispitana i nalazi se u probnoj proizvodnji. Također su ispitane i preostale dvije bušotine i bit će privedene proizvodnji nakon izgradnje odgovarajućeg transportnog sustava. Tim bušotinama osigurati će se ravnomjerno i istovremeno crpljenje gotovo svih rezervi plina na zapadnom i istočnom dijelu strukture ležišta.

Plinska ležišta B serije pripadaju ležištima tzv. „mokrog“ plina.

6. Ostala proizvodna polja pogona Beničanci

6.1. Naftno polje Bizovac

Prva gravimetrijska mjerenja strukture Bizovac obavljena su 1953. i 1964. godine u sklopu mjerenja šireg područja Baranje i istočne Slavonije.

Naftno polje Bizovac otkriveno je prvom bušotinom Biz-1 1967. godine.

U okviru naftnog polja Bizovac utvrđeno je 6 ležišta nafte te jedno ležište termalne vode. Oblik krovine strukture Bizovac predstavlja valoviti paleoreljef ispresijecan rasjedima. Ležišta su izdiferencirana na različitim dijelovima paleouzvišenja, a razdvojena su zonama bez kolektorskih svojstava. Izdvojena su ležišta Bizovac, Bizovac-1, Bizovac-2, Bizovac-3, Bizovac-4, Bizovac-5 te ležište termalne vode. Litologiju ležišta čine raspucani, hidrotermalno izmijenjeni bazalt i gnajs, te izmijene raspucalog pješčenjaka tipa grauvaka crvene i zelene boje probijene dijabazom, a moguća je prisutnost hidrotermalno izmijenjene gnajnsne breče sa sericitnim vezivom.

Na polju Bizovac je do sad izbušeno 17 bušotina (21 kanal bušotina).

Ispitna proizvodnja započela je bušotinom Biz-7 (24. 08. 1989.). Sljedeće godine u ispitni rad su puštene sljedeće bušotine: Biz-8 i Biz-3, da bi 1991. godine bila ispitana bušotina Biz-11.

Proizvodnja polja se prvotno ostvarivala eruptivnim načinom da bi se postupno uvodio mehanički način podizanja dubinskim sisaljka. Sustav sabiranja nafte i naftnog plina na polju Bizovac obavlja se priključnim naftovodima do Č-1i dalje kolektorskim

naftovodom do Č-5 naftnog polja Števkovica. Od Č-5 nafta i naftni plin polja Bizovac se otpremaju do MS Števkovica.

Do danas je na polju Bizovac proizvedeno 431 029 m³ nafte.

6.2. Naftno polje Bokšić-Klokočevci

Naftna polja Bokšić i Klokočevci sjedinjenja su u polje Bokšić-Klokočevci jer nema strukturnih, ni ostalih razlika u svojstvima stijena i fluida u oba dijela polja.

Istočni dio, nazvan u istražnoj fazi polje Klokočevci, otkriven je bušotinom K-2 1975. godine. Tektonski je polje razlomljeno s nekoliko uzdužnih normalnih i reversnih rasjeda kao i nekoliko poprečnih normalnih rasjeda. Geološkim usklađivanjem izdvojene su serije A i B, C₁, te E i F serije.

Zapadni dio polja (naftno polje Bokšić) otkriveno je tijekom razradnog bušenja na plin bušotinom Bk-12 1977. godine.

Pješčane serije A, B, C₁ su zasićene vodom osim na zapadnom dijelu polja, gdje je B serija zasićena plinom. Naslage serije E i F su nositelji nafte. Ležišta E₀ do E₅ općenito se sastoje od tamnosivih i sivosmeđih raspucanih lapora, pjeskovitih lapora, laporovitih vapnenaca, kvarcnokonglomeratnih pješčenjaka, zatim polimiktnih breča i brečokonglomerata, dok se ležište F uglavnom sastoji od kvarcnih breča s većim ili manjim udjelom tinjaca.

Polje je pušteno u proizvodnju u listopadu 1981. godine bušotinom Bk-24.

Do danas su izrađene 38 razradno-proizvodne bušotine (39 kanala) projektirane na naftna ležišta. Prema analizi dosadašnjeg rada, na gotovo svim bušotinama došlo je do naglog pada proizvodnje. To se može objasniti time, što je ležišni kolektor dvojne poroznosti, sastavljen od pukotina relativno dobre propusnosti i vrlo guste matične stijene, izrazito loše propusnosti i šupljikavosti. Zbog brzog pražnjenja fluida iz pukotina, uz vrlo slab dotok iz matične stijene, dolazi do drastičnog pada proizvodnosti i ležišnog tlaka u drenažnom području bušotine. Rezultat toga je kratak period eruptiranja većeg broja bušotina i početak mehaničkim načinom podizanja fluida.

Proizvodnja nafte se obavlja dubinskim sisaljka. Sabiranje nafte na istočnom dijelu polja (Klokočevci) obavlja se na tri mjesta pomoću češljeva te se kolektorskim naftovodom transportira na OS Beničanci.

Na zapadnom dijelu polja sabiranje nafte i naftnog plina obavljalo se na 5 mjesta češljevima, te dalje kolektorskim naftovodom na MS-3 Beničanci.

Zbog učestalih puknuća kolektorskog naftovoda Č-1 (Bokšić) – MS-3 Beničanci preusmjeren je tok nafte i naftnog plina sa zapadnog dijela polja (Bokšić) na sabirno transportni sustav istočnog dijela polja (Klokočevci). To je obavljeno u sklopu projekta dogradnje sabirno-transportnog sustava.

Na polju Bokšić-Klokočevci ukupno je proizvedeno 84 457 m³ nafte.

6.3. Naftno polje Crnac

Naftno polje Crnac otkriveno je ispitivanjem bušotine Cr-2, 1976. godine. Do sada je izbušeno 19 bušotina projektiranih na naftna ležišta, od kojih je 7 iz istog ušća.

Strukturna forma šireg područja Crnca predstavljena je uzdignućem antiklinalnog oblika čija dulja os ima pružanje istok-zapad. Maksimalna struktura se nalazi u istočnom dijelu polja Crnac u području rasprostiranja ležišta Crnac-2. U području ležišta Crnac-3 na zapadnom dijelu polja također se radi o strukturnoj formi.

Polje je pušteno u proizvodnju u listopadu 1981. godine bušotinom Cr-2, koja radi mehaničkim načinom podizanja fluida (dubinska sisaljka). U veljači 1988. godine puštena je u proizvodnju bušotina Cr-3 eruptivnim načinom rada. Proizvodne bušotine na naftnom polju Crnac proizvode mehaničkim načinom podizanja dubinskim sisaljka.

Sabiranje i transport nafte i naftnog plina obavlja se priključnim naftovodima, češljevima i kolektorskim naftovodom do OS Beničanci.

Do danas je na polju Crnac ukupno proizvedeno je 586 892 m³ nafte.



Slika 11. Proizvodna bušotina na polju Crnac

6.4. Naftno-plinsko polje Kućanci-Kapelna

Na temelju gravimetrijskih, magnetometrijskih i seizmičkih mjerenja, koja su bila regionalnog karaktera, locirana je bušotina Ku-1 1959. godine potvrdivši postojanje stijena nositelja ugljikovodika. S dvije duboke istražne bušotine La-1 i Ku-2 otkrivena su plinska i naftna ležišta. Eksploatacijsko polje obuhvaća strukture Ladislavci, Kućanci-sjever i Kućanci-istok. Geološko-fizikalnom razradom utvrđeno je postojanje tri plinska (B₄, B₅, B₆) i pet naftnih ležišta (E_L, F_{1a}, F_{1b}, E_{k1}, E_{k2}).

Stijene kolektora su vrlo nehomogene. litološki su predstavljene vapnenačkim brečama, konglomeratično-brečolikim kvarc-kalkarenitima, tinjčastokvarcnim pješčenjacima, dolomitno vapnenim brečama, te dolomitima i vapnencima. Zastupljeni su primarni i sekundarni porozitet.

Naftno polje Kućanci-Kapelna pušteno je u pokusnu proizvodnju sredinom 1975. godine. Na polju je izbušeno 33 bušotine (41 kanala bušotine). Jedina plinska bušotina La-6 je likvidirana nakon što je crpljenje plinskih ležišta završeno 1991. godine. Iz bušotine je proizvedeno ukupno 85 690 407 m³ plina te je ostvaren je iscrpak od 61,8%, koji se smatra konačnim. Sve naftne proizvodne bušotine opremljene su sustavom plinskog podizanja osim bušotine La-18β koja radi dubinskom sisaljkom.

Sabiranje i transport nafte i naftnog plina obavlja se priključnim naftovodima, češljevima i kolektorskim naftovodom do OS Beničanci. Plin, za potrebe plinskog podizanja, doprema se tehnološkim plinovodom sa CPS/KS Bokšić na polje, te se priključnim utisnim plinovodima dovodi na svaku proizvodnu bušotinu.

Polje Kućanci-Kapelna je do sada proizvelo 943 448 m³ nafte.

6.5. Naftno-plinsko polje Obod

Prva istražna bušotina Ob-1 locirana je 1966. godine na temelju gravimetrijskih, magnetometrijskih i seizmičkih premjera. Tom je bušotinom otkrivena nafta u ekonomskim količinama u miocenskim stijenama. Akumulacije nafte gospodarskog značenja nalaze se u kolektorima sedimenata tortona i panona. Kolektorske stijene su lapori, vapnoviti lapori, laporoviti vapnenci i, u manjoj mjeri, krupnoklastične stijene-pješčenjaci i konglomerati s intermedijalnom pukotinskom poroznošću.

Izdvojena su ležišta nafte E₀, E₂₊₃, F, te ležišta plina B₂, B₅ i B₁₀.



Slika 12. Proizvodna bušotina na polju Obod

Naftno-plinsko polje Obod pušteno je u proizvodnju u lipnju 1975. godine. Dosad je izrađeno ukupno 23 kanala bušotine od čega su 2 bušotine skretane i imaju zajedničko ušće. Trenutno su u proizvodnji dvije bušotine (Ob-4 i Ob-7a).

Do rujna 1995. godine na polju je ostvarena proizvodnja od 28 418 000 m³ slobodnog plina što predstavlja 70,9% iscrpka. Plinska bušotina Ob-8 je likvidirana 1997. godine, te se plinski dio polja smatra iscrpljenim. Sabiranje nafte obavlja se zajedničkim priključnim naftovodom spojenim na MS Števkovica, gdje dolazi do separacije plina iz kapljevine, koja se dalje otprema na OS Beničanci.

Proizvodnja nafte ostvaruje se mehaničkim podizanjem fluida dubinskim sisaljka. Do danas je proizvedeno 504 517 m³ nafte.

6.6. Naftno polje Obod-Lacići

Naftno polje Obod-Lacići otkriveno je bušotinom Ob-10 1979. godine tijekom razrade naftno-plinskog polja Obod. Godine 1983. ispitivanjem bušotine Ob-16 utvrđeno je zasićenje naftom u siparišnim, pretežito dolo-mitnim brečama miocenske starosti (Beničanci član), u kojima su glavne akumulacije nafte na ovom području.

Akumulacije nafte nalaze se u kataklaziranim razdrobljenim eruptivima (Lacići-2a, Lacići-1), ras-

pucanim donjokrednim karbonatima (Lacići-1) i u srednje miocenskim siparišnim brečama (Lacići-2b, Lacići-1, Lacići-1a). Manja akumulacija nafte utvrđena je i u banatica naslagama na istočnom dijelu polja.

Polje je pušteno u rad u prosincu 1979. godine bušotinom Ob-10. U fazi istraživanja i geološke razrade šireg područja izrađeno je 37 bušotina od čega je 11 bušotina skretano i imaju zajedničko ušće. Nafta se sakuplja na tri mjesta češljevima sa kojih se odvodi na MS-2 Beničanci. Na MS-2 Beničanci se također odvaja otopljeni plin iz pristigle nafte polja Obod-Lacići.

Proizvodnja nafte na naftnom polju Obod-Lacići obavlja se eruptivnim načinom i dubinskim sisaljka. Polje je do danas proizvelo 1 710 624 m³ nafte.

6.7. Naftno polje Števkovica

Prvom bušotinom Štv-1 1977. godine otkriveno je ležište nafte u rezervoarskim stijenama bazaltandezita. Na tom je polju izdvojeno 5 eksploatacijskih objekata (An_I, An_{II}, An_{III}, An_{IV}, E). Na naftnom polju Števkovica do sada je utvrđeno 24 ležišta nafte.

Kolektorska svojstva ležišta karakterizira prisustvo sekundarnog poroziteta različite geneze u kombinaciji s primarnim intergranularnim porozitetom (sedimentne breče i pješčenjaci) i porozitetom koji je u osnovi uzrokovan tektonskim i hidrotermalnim djelovanjem, a u tehnološkom smislu iskazuju svojstva primarnog intergranularnog poroziteta.

Zajednička osobitost svih ležišta je pripadnost istom prirodnom rezervoaru. Ležišta su međusobno odvojena ili tektonskim ekranom ili prestankom kolektorskih svojstava. Gornju granicu svih ležišta čini erozijska diskordancija, a barijerne stijene su ne-



Slika 13. Puštanje u rad polja Obod-Lacići

propusne laporno-pješčane naslage različitih nivoa. Donja granica većeg broja ležišta je ujedno i donja granica trošne zone zamke, tj. granica prostiranja sekundarne poroznosti za naftu. Ležišta se nalaze u zamkama kombinirano stratigrafsko-strukturnog tipa.

Naftno polje Števkovica pušteno je u proizvodnju u srpnju 1979. godine i izbušeno je ukupno 64 kanala bušotina od čega je 16 bušotina skretano i imaju zajedničko ušće.

Proizvodnja nafte ostvaruje se mehaničkim načinom podizanja dubinskim sisaljka. Sabiranje nafte obavlja se priključnim naftovodima i češljevima, koji su povezani mjernom i zbirnom linijom sa MS Števkovica. Na MS Števkovica odvaja se naftni plin te mjere ukupne i pojedinačne količine. Iz MS Števkovica se otplinjena nafta s naftnih polja Bizovac, Obod i Števkovica otprema tlačnim naftovodom na OS Beničanci, a odvojeni plin kaptažnim plinovodom do MRS Belišće.

Polje Števkovica je ukupno proizvelo 1 025 870 m³ nafte.

6.8. Plinsko polje Bokšić

Prvi značajni radovi na superregionalnom gravimetrijskom promjeru sjeverozapadne Hrvatske, u razdoblju od 1940. do 1942. godine, koju je izradio Petrolej d.d., zahvatili su i područje polja Bokšić. Regionalni promjer je ponovljen tijekom 1963. godine, nakon čega se 1964. pristupilo regionalnom seizmičkom profiliranju. Strukturni oblik polja Bokšić određen je nakon interpretacije tehničkih suvremenih seizmičkih profila 1972. i 1973. godine. Polje je otkriveno dubokom istražnom bušotinom Bk-1 u veljači 1973. godine. Tom bušotinom utvrđena je prisutnost plinovitih ugljikovodika u pješčanim slojevima „B“ serije pliocenske, donjopontske starosti – abichi sloj. Utvrđena su ova ležišta: B₁, B₂, B₃, B₄, B₅, B₆, B₇, B₈, B_{8I}, B_{8II}, B₉, B₁₀ i B₁₁. Kolektorske stijene su tip subgrauvake ili tinjčaste subgrauvake osrednje sortiranog i relativno dobro zaobljenog detritusa. Glavni sastojak je kremen uz pratnju tinjaca i feldspata (uglavnom kiseli plagioklasi) te čestica vapnenca, čerta i niskometamorfoziranih škriljevaca. Detritus je srednjevezan kalcij-karbonatnim vezivom.

Polje je pušteno u proizvodnju 18. 12. 1974. godine bušotinama Bk-1, Bk-6 i Bk-7. Dosad je izbušeno 35 bušotina od čega je 8 bušotina skretano i imaju zajedničko ušće.

Prirodni se plin priključnim plinovodima dovodi na Centralnu plinsku stanicu CPS Bokšić. Slobodna



Slika 14. Jedna od proizvodnih bušotina na polju Števkovica

se voda i plinski kondenzat odvajaju iz plina, vlažni plin se suši u dehidracijskim kolonama, mjere pojedinačne i zbirne količine plina te plin priprema za transport magistralnim plinovodom i za potrebe plinskog lifta polja Beničanci i Kućanci-Kapelna. Zbog pada ležišnog tlaka, u CPS Bokšić izgrađena je kompresorska stanica 1986. godine.

Do danas je proizvedeno 4 870 076 154 m³ plina.

6.9. Plinsko polje Sječce

Geološko-geofizički radovi na ovom i širem području rađeni su 1940. – 1942. godine, a gravimetrijski promjeri i seizmička profiliranja u razdoblju od 1985. do 1970. godine. Mreža seizmičkih profila je proglašena na perspektivnim područjima 1970. – 71. godine i 1980. – 81. godine. Nakon obrade seizmičkih podataka započinje se s dubokim bušenjem 1982. godine.

Plinsko polje Sječce otkriveno je 1982. godine bušotinom Sj-1. U pješčanom sloju B₄ pješčane serije B, koja odgovara dubljem dijelu ponta, utvrđeno je zasićenje plinom.

Bušotina Sj-2 trebala je otkrivati ugljikovodike u dubljim naslagama. Osim plina u B₄ nije otkrila nova ležišta. Izradom tih bušotina završili su istražni radovi.



Slika 15. Sa svečanosti puštanja u rad plinskog polja Sječe

Na osnovi interpretacije seizmičkih profila utvrđeno je znatnije nadsvođenje sjeverno od spojnice bušotina Sj-1 i Sj-2. Stoga se pristupilo programiranju bušotine Sj-3 koja je trebala potvrditi pretpostavljeni razvoj plinskih ležišta B serije i zasićenja u njima. Međutim, pokazalo se da je utvrđeno nadsvođenje znatno manje visine od predviđenog seizmičkom interpretacijom, pa ležište B₄ zaliže dublje, a zasićenje plinom utvrđeno je u krovinskom dijelu B₂.

Kolektorske stijene čine kvarcno tinjčasti pješčenjaci, koji su mikropetrografski određeni kao sitno do srednjezrni litoareniti donjopontske starosti. Izgrađeni su od čestica tinjaca, kvarcita, mikritnih i mikrokristalinih karbonata i slejta, povezanih kalcitnim cementom. Često su proslojeni lećama finoznog liotarenita, siltoznog lopora koji izgrađuju i stijene pokrova i podine ležišta.

U tijeku 1997. godine izvršena su 3D seizmička mjerenja. Početkom 1988. godine obrada i interpretacija, na temelju kojih je načinjena predstudija i studija. Na osnovi simulacijskog modela i rezultata proračuna utvrđene su rezerve.

U samo šest mjeseci obavljani su svi radovi na opremanju bušotina te izgrađeni nadzemni objekti – bušotinski krugovi za tri proizvodne bušotine, priključni plinovodi, otpremni cjevovod te plinska stanica. Krajem 2003. godine polje je pušteno u rad. Predviđalo se da će u deset godina bušotine ostvariti proizvodnju od oko 185 milijuna prostornih metara plina. Iako je to manje plinsko polje sva uložena sredstva vratila su se za samo dvije – tri godine proizvodnje.

6.10. Geotermalno polje Bizovac

Šezdesetih godina, u okviru programa istraživanja nafte i plina, u neposrednoj blizini mjesta Bizovac



Slika 16. Geotermalna bušotina Slavonka – 1

izbušeno je više istražnih bušotina. Bušotinom Biz-2 1967. godine otkrivene su veće zalihe geotermalne vode. Daljnjim radovima na bušotini Biz-4 dobivena je velika količina mineralizirane geotermalne vode. Na temelju rezultata izrađenih razradnih bušotina na naftnom polju Bizovac, dobio se precizniji uvid o rasprostiranju i kvaliteti voda na sjevernoj strani strukture Bizovac. U međuvremenu je izrađena bušotina Slk-1, te istražna bušotina NB-1 (1986. godine) iz koje su dobiveni korisni geološki i hidrodinamički podaci.

Geotermalno polje Bizovac stratigrafski je i litološki predstavljeno tipičnim razvojem naslaga u istočnom dijelu Dravske potoline.

Akumulacija geotermalne vode u ležištu Terme nastala je u krovinskom dijelu temeljnog gorja, te pojedinom dijelovima krupno i sitnozrnatih breča, brečokonglomerata i krupnozrnatih pješčenjaka nedeterminirane starosti. Pješčana ležišta A₃ i A₄ nalaze se iznad ležišta nafte. Ležišta sadrže vrlo slabo mineraliziranu vodu i imaju veliko arealno rasprostiranje.

Proizvodnja geotermalne vode počela je na negativnoj naftnoj bušotini Biz-2. U početku je davala znatnu količinu geotermalne vode (23,5 m³/d, 96°C na ušću bušotine). Kasnije je u proizvodnju uključena bušotina Biz-4, a budući da je vodonosnik procesno ograničen, bilo je potrebno podržavati slojni tlak, pa je bušotina Biz-2 preinačena u utisnu.

Ležište Osječki pješčenjaci (Slk-1) je veoma prostrano i s obzirom na temperaturu (86°C), količinu (9 m³/h) i povoljna balneološka svojstva, perspektivno je za trajnu proizvodnju.

Geotermalna energija, kao jedna od obnovljivih izvora energije, danas se u svijetu značajno vrednuje. Time se potvrđuje značenje geotermalnog polja Bizovac, kao prvog izgrađenog geotermalnog sustava u okviru INA-Naftaplina.

6.11. Plinsko-kondenzatno polje Dravica – Zalata

Plinsko-kondenzatno polje Dravica – jednim dijelom smješteno u Republici Hrvatskoj, a drugim dijelom u Mađarskoj. Polje je otkriveno bušotinom Zalata-1 2006. godine na teritoriju Mađarske. Na teritoriju Republike Hrvatske 2008. godine izrađena je bušotina Dravica-1 kojom je potvrđeno ležište plina s kondenzatom u srednjomiocenskim, polimiktnim brečama. Bušotina Zalata-1 udaljena je oko 1500 m u smjeru sjeverozapada od bušotine Dravica-1 (prilog 1). Bušotina Dravica-1 nalazi se približno 1200 m od sela Martinci Miholjački te područje administrativno pripada Osječko-baranjskoj i Virovitičko-podravskoj županiji.

Početkom veljače 2008. godine pušten je u rad kompresor za komprimiranje plina za potrebe plinskog lifta, a od 2016. za potrebe plinskog podizanja ugrađen je vijčani kompresor koji komprimira kaptažni plin u svrhu proizvodnje nafte.

Osim navedene optimalizacije procesa, kontinuirano se implementiraju nove tehnologije kako bi se ublažio prirodni pad proizvodnje i održala efikasnost procesa.

Tako je 2013. započela automatizacija rada bušotina na EP Crnac, a koja je kasnije obuhvatila sva proizvodna polja kako na području Beničanaca, tako i u ostatku Hrvatske.

Nadalje, 2021. započelo se sa opremanjem bušotina na način da se dubinske sisaljke zamijene s urošnjivim centrifugalnim sisaljka kako bi se smanjili troškovi održavanja i zaustavio pad proizvodnje.

7. Remontni radovi

Nakon brojnih geofizičkih istraživanja izrađena je bušotina Beničanci-2. 1960. godine ispitivanjem bušotine u intervalu solomitsko-vapnenih breča dobivene su industrijske količine nafte. Daljnja istraživanja i eksploatacijska bušenja pokazala su da je član Beničanci nositelj nafte na polju Beničanci. U tijeku bušenja kroz kaverozne dolomitske breče pojavili su se problemi zbog čestih gubitaka isplake. Prebrođeni su primjenom nove tehnologije bušenja. I početni remontni radovi na osvajanju i ispitivanju bušotina ukazali su na potrebu primjene nove tehnologije. Nabavkom specijalnih postrojenja izvedeni su radovi bez gubitaka isplake i bez oštećenja slojeva.

Hidrauličkim remontnim postrojenjem omogućeno je vađenje i ugradnja opreme iz bušotine bez gušenja, pod tlakom. Time je bez štetnih utjecaja na sloj

bušotina opremana za eruptivni rad, a kod potrebnih remontnih radova proizvodnja nafte nije prekidana.

Postrojenje za rad s tekućim dušikom omogućilo je osvajanje bušotina.

Postrojenje sa savitljivim tubingom koje se koristilo kod radova pri osvajanju bušotina, ispitivanja bušotina, kiselinskih obrada, čišćenja bušotina

Primjenom tih postrojenja, uz standardne remonte garniture, uveliko je poboljšana kvaliteta radova i opremanje bušotina odgovarajućom proizvodnom opremom.

Intenzitet remontnih radova na području Donjeg Miholjca najviše je porastao u razdoblju od 1973. – 1977. godine. To je bilo doba osvajanja, ispitivanja i opremanja bušotina za proizvodnju na naftnom polju Beničanci, te na novo otvorenim poljima Ladislavci, Kućanci, Obod, Crnac, Bokšić, Bizovac. Povremeno je radilo i pet remontnih postrojenja. Najviše su se zadržala postrojenja Cardwell III, Cardwell V, Cardwell VI.

1. Izvedeni rudarski remontni radovi:

- a) osvajanje i ispitivanje bušotina
 - remontni radovi izvodili su se za osposobljavanje bušotina za proizvodnju
 - bušotine za koje se utvrdila isplativa proizvodnja ugljikovodika opremale su se proizvodnom opremom
- b) kapitalni remont sloja
 - remontni radovi imali su za cilj povećati proizvodnju i bili su specifični za svaku bušotinu
- c) izvedeni radovi
 - ispitivanje pojedinih intervala ili ležišta
 - elektrokarotažna mjerenja
 - hidrodinamička mjerenja
 - odvajanje zavodnjelog ili plinskog intervala (čepom, cementom, gelom)
 - raskrivanje novog ležišta ili intervala
 - stimulacija sloja (kiselinsko pranje, obrada, hidraulički lom, frakturiranje)
 - sanacija izokolonske komunikacije utiskivanja cementa
 - sprječavanje dotoka vode i pijeska iz sloja u kanal bušotine
 - cementacija pod pritiskom

8. Sigurnost i zaštita okoliša

U projektiranju bušotina, objekata sabirnog i otpremnog sustava Pogona Beničanci ugrađeni su svi elementi sigurnosti i zaštite. Zaštita od požara, zaštita na radu, tehnička zaštita i zaštita okoliša sastavni su

dio procesa proizvodnje nafte i plina na pogonu Beničanci od izgradnje 1972.

Vatrozaštitni sustav gradio se istovremeno s otpremnom stanicom Beničanci i sastojao se od vatrogasne pumpaonice sa svom potrebnom opremom za gašenje i hlađenje,

Tijekom godina proširuje se hidrantska mreža i stabilni sustav za hlađenje i gašenje, a vatrogasna pumpaonica je rekonstruirana 1986. Tijekom 90-tih godina, donošenjem novih zakona iz područja zaštite od požara, uvode se novine i utvrđuju nove obveze u tom području. Slijedom toga izvršena je rekonstrukcija unutarnje hidrantske mreže radioničkog prostora OS Beničanci. Radovi su obavljani 1999.

Tijekom 90-tih godina, donošenjem Zakona o zaštiti na radu, izrađena je prva Procjena opasnosti po radnim mjestima na pogonu Beničanci. Bio je to još jedan korak prema kvalitetnijoj brizi za sigurnost i zdravlje zaposlenika.

Za rad na siguran način, redovito se obavljaju pregledi, ispitivanja i mjerenja svih sredstava i opreme. Od 1998. godine svake se dvije godine obavljaju mjerenja uvjeta radnog okoliša, kao što su mjerenje mikroklimatskih uvjeta u radnim prostorima, mjerenje rasvjete, buke, kemijske štetnosti, ventilacije 1998. godine osnovan je Odbor za zaštitu na radu, kao krovno tijelo za brigu o zaštiti na radu na pogonu Beničanci.

Tijekom izgradnje OS Beničanci ugrađeni su svi zaštitni elementi koji mogu spriječiti neželjene akci-

dente. Tako se, osim sigurnosnih tankvana oko spremnika za suhu naftu i dehidraciju, 1980. na glavnom ispustu oborinskih voda iz OS Beničanci ugrađuje uljni separator, a na svim se sporednim izlaznim kanalima oborinskih voda iz OS Beničanci postavljaju mehaničke filter pregrade.

Radi zadovoljenja sve strožih ekoloških kriterija, a i potreba pogona, tijekom 1991. godine, izgrađena je prva eko-jama na pogonu sa nepropusnom folijom. Jama za sakupljanje otpadnih fluida Beničanci bit će rekonstruirana tijekom 2002. To je još jedan korak prema ekološki čistoj proizvodnji i brizi za okoliš.

Sve isplačne jame na polju Beničanci, koje su tijekom bušenja služile za odlaganje izbušenog materijala, su sanirane. Preventivnim mjerenjima debljine stjenke, antikorozivnom zaštitom i zamjenom dotrajalih cjevovoda, propuštanja cjevovoda smanjena su na najmanju moguću mjeru.

9. Beničanci su ispisali brojne proizvodne rekorde koje je teško ponoviti

Na polju Beničanci izrađeno je 106 bušotina od kojih 12 istražnih i više od polovice pozitivnih (sedam), a šest ih je ušlo u proizvodnju. Sve su vrlo izdašne, a „sedmica“ je primjerice prilikom ispitivanja dala 400 kubika nafte na dan. Inače, među 15 najizdašnijih bušotina u Hrvatskoj, čak devet ih je beničanačkih od kojih prvih pet! Prva je Be-35, druga (istražna) B-8 i



Slika 17. Zimska idila na Beničancima u vrijeme kada je polje proizvodilo više od milijun tona nafte na godinu

treća Be-31, sve s više od milijun kubika! Četvrta je Be-19, peta Be-38, osma Be-17. Deveta je istražna kojom je otkriveno polje Be-2 alfa sa 583 tisuće kubika nafte. (Na listi su još četiri bušotine polja Stružec i jedna žutička Žu-8). Usput, najdublja na Beničancima je Be-5 (2960 m), a najplića Be-90 (1814 m).

Istražnim i razradnim radovima otkriveno je gotovo 40 milijuna kubika geoloških zaliha nafte od kojih je pridobivo više od 18 milijuna kubika, uz predviđeni iscrpak koji se bliži 50 posto, što bi bilo najviše među naftnim poljima.

Nažalost, moguće pridobive zalihe su sasvim pri kraju i iznose manje od jedan posto ukupnih zaliha. Razumljivo, ne računajući količine koje bi se mogle iscrpsti utiskivanjem ugljičnog dioksida (EOR metoda), što se ovdje i predviđa.

Plina je utvrđeno oko 3,6 milijardi prostornih metara, od kojih je pridobivo 1,9 milijardi kubika uz oko 58 posto iscrpka. I plina je već proizvedeno oko 1,7 milijardi, te je također ostalo vrlo malo.

Ako se plin „prevede“ u uvjetnu naftu i doda još oko 47 tisuća kubika utvrđenoga kondenzata, onda je na polju Beničanci otkriveno blizu 44 milijuna kubika uvjetne nafte. Po tomu su Beničanci četvrto hrvatsko polje, poslije Žutice, Molvi i Strušca, a samo po nafti treće polje.

Raskriveno je jedno naftno i 11 plinskih ležišta. U proteklih pedeset godina proizvedeno je više od 20 milijuna kubika, a najviše 1981. čak 1,288 milijuna kubika nafte. Više od milijun kubika na godinu pridobiveno je deset godina (od 1976., ili druge godine zavodnjavanja, do 1985.)!

Plina je proizvedeno oko 1,7 milijardi, a najviše 1982. – 116 milijuna prostornih metara. I još ovo: Beničanci su 1979. dali gotovo 37 posto od ukupno proizvedene nafte u Hrvatskoj. Polje bi trebalo proizvoditi do 2040. godine.

I još nekoliko podataka o Beničancima. Istoimena struktura oblika je izduljene antiklinale s pet vrškova odvojenih sedlima. Duga je osam, a široka oko 1,3 km. Podijeljena je na 13 tektonskih blokova. Kolektorske stijene su dolomitno-vapnene breče debljine do 306 m.

Ležište je jedinstvena hidrodinamska cjelina visoke propusnosti. Ubraja se u masivna ležišta volu-



Slika 18. Nova istraživanja na području Donjeg Miholjca potvrdila su otkriće plina

mena gotovo 953 milijuna kubičnih metara i srednje debljine 74 m. Početno zasićenje naftom bilo je preko 70 posto, početni ležišni tlak 195 bara, a temperatura 123°C. Nafta spada u teže parafinsko-naftenskog tipa.

Beničanci su po mnogo čemu rekorderi: dali su najviše nafte u jednoj godini, čak deset godina davali su milijun ili više kubika, s njihovom je proizvodnjom Naftaplin ostvario drugi i treći milijun tona nafte u jednoj godini, njihove su bušotine bile najizdašnije, „sedmica“ je zabilježila 400 kubika na dan.

Beničanci su se brzo uspjeli na vrh Ininih polja, tu se dugo održali, a onda brže od ostalih padali s proizvodnjom, spustivši se na 16 790 kubika 2022.

Čemu se može nadati Donji Miholjac, taj slavonski poljoprivredno-naftaški kraj danas, nakon što je iz Beničanaca izvađeno više od 20 milijuna kubika nafte? Može se nadati da će se nakon primarne faze proizvodnje, u kojoj je naftu iz ležišta donosila vlastita slojna energija, i sekundarne faze u kojoj je utiskivanjem vodom povećavana proizvodnja, sutra započeti i s tercijarnom fazom u kojoj će se, energijom utisnutog ugljičnog dioksida iz ležišta pridobiti još barem tri milijuna kubika nafte i tako doseći golemih 80 posto. Nakon toga Beničancima se obećava nov život. Ležište naftnog polja moglo bi e koristiti kao podzemno skladište prirodnoga plina. Ne treba zaboraviti niti na geotermalni potencijal koji čeka svoju valorizaciju.



NOVO

STI

HR

Novosti iz energetskeg sektora RH

(siječanj – lipanj 2023.)

Rafinerija nafte Rijeka radi punim kapacitetom

Nakon što su krajem travnja započele aktivnosti pokretanja i stabilizacije procesnih postrojenja, Rafinerija nafte Rijeka kreće s proizvodnjom u punom kapacitetu. Radovi koji su izvedeni u privremenom zastoju omogućuju Ini učinkovit nastavak provedbe Projekta nadogradnje Rafinerije nafte Rijeka, trenutno najvećeg i najvrjednijeg industrijskog projekta u Hrvatskoj u koji INA ulaže više od 630 milijuna eura.

Obustava rafinerije bila je planirana zbog potrebe za nadogradnjom i povećanjem kapaciteta procesnih jedinica SRU – Jedinice za rekuperaciju sumpora i HCU – Hidrokrekinga, kako bi se one uskladile s novim postrojenjem za obradu teških ostataka. Izvedeno je i više od 180 priključaka novog postrojenja na postojeća postrojenja, čime je osiguran budući priključak novog postrojenja u sustav rafinerije bez potreba za zastojem. Po završetku radova i ispitivanja svih sustava rafinerija je započela aktivnosti pokretanja procesnih postrojenja te danas radi u punom kapacitetu.

Ovom prigodom rafineriju su, u pratnji članova Uprave Ine i menadžmenta te predstavnika ministarstva, obišli **Péter Ratatics**, predsjednik Uprave Ine te **Davor Filipović**, ministar gospodarstva i održivog razvoja.

Péter Ratatics, predsjednik Uprave Ine, istaknuo je: „Provedbom ovog dijela projekta još smo korak bliže

završetku izgradnje novog postrojenja za obradu teških ostataka, a očekujemo da će se to dogoditi sredinom 2024. godine. Ovo je jedan od naših ključnih projekata iz više razloga. Omogućit će nam dugoročnu održivost rafinerijskog poslovanja, eliminirat će našu ovisnost o proizvodima pod sankcijama, smanjiti potrebu za uvozom dizela, a sve to doprinijet će većoj sigurnosti opskrbe domaćeg i ostalih tržišta na kojima INA posluje“.

U sljedećem razdoblju nastavlja se radovi na novom postrojenju za obradu teških ostataka. Projekt je trenutno na 76% gotovosti, dok je izgradnja na 60% realizacije.

Ina pustila u rad solarnu elektranu u Virju

Svečanim puštanjem u probni rad solarne elektrane Virje INA postaje komercijalni proizvođač električne energije i potvrđuje predanost tranziciji prema obnovljivim izvorima energije. Otvorenju solarne elektrane prisustvovali su dužnosnici regionalne i lokalne uprave, predstavnici KONČARA, HEP-a te Uprava Ine.

Inina solarna elektrana Virje druga je najveća solarna elektrana u Hrvatskoj, instalirane snage 10,2 MW, priključne snage 9 MW, u koju je ugrađeno 18.670 solarnih panela. Godišnja očekivana proizvodnja električne energije koja se isporučuje u mrežu iznositi će 12.225 MWh. Kada se u sljedećim mjesecima u rad pusti i druga solarna elektrana koju INA gradi, SE Sisak, INA će u elektroenergetsku mrežu godišnje isporučivati oko 16.000 MWh električne energije iz obnovljivih izvora.

„Puštanjem u rad prve naše solarne elektrane ispisujemo povijest Ine i činimo iskorak u zeleniju i održiviju budućnost našeg poslovanja. INA ulaže velike napore kako bi nadgradila tradicionalni lanac vrijednosti raznim isplativim projektima obnovljivih izvora energije. Uskoro planiramo u rad pustiti i našu solarnu elektranu u Sisku, a vjerujem da ćemo vrlo brzo govoriti i o Ininim uspjesima u geotermalnoj energiji. Želimo među prvima proizvoditi i zeleni





vodik za tržište, nastaviti razvijati projekte trajnog skladištenja ugljikova dioksida u naša naftna ležišta koje provodimo već skoro cijelo desetljeće, a ispituje-mo i potencijale vjetra na Jadranu. INA može uspješ-no odgovoriti na izazove zelene tranzicije i doprinijeti postizanju ciljeva održivosti Europske unije i Repu-blike Hrvatske. Našim projektima to dokazujemo“, izjavio je **Péter Ratatics, predsjednik Uprave Ine.**

Koprivničko-križevački župan Darko Koren poručio je: „Koprivničko-križevačka županija po-država investicije u energetskom sektoru, posebno u obnovljive izvore energije, te čestitamo tvrtki INA na ovom povijesnom koraku proizvodnje električne energije, kao i Općini Virje koja ima drugu najveću solarnu elektranu u Hrvatskoj. Važno je istaknuti uspješnu suradnju općine, županije i tvrtke INA dugu više od 40 godina koja iznimno pozitivno utječe na razvoj lokalne zajednice i standard života mještana, a time i na razvoj cijele županije. Svima uključenima želim mnogo uspjeha u radu.“

Projektiranje i izgradnja solarne elektrane Virje trajalo je oko godinu dana, a elektranu je za Inu gra-dila domaća tvrtka KONČAR – Inženjering koja je odabrana na međunarodnom natječaju. U elektranu je ugrađena KONČAREVA oprema i softver domaće, hrvatske proizvodnje. Ista tvrtka gradi i Ininu solarnu elektranu u Sisku.

LNG Krk u transportni sustav otpremljeno više od pet milijardi m³ plina

Od početka komercijalnog rada terminala za prihvata upljinjeno je više od 8,3 milijuna kubičnih metara LNG-ja te je u transportni sustav Hrvatske otpremlje-no više od pet milijardi kubičnih metara prirodnog plina.



U istom razdoblju, više od 65 posto svih količina prirodnog plina koje ulaze u transportni sustav Hr-vatske, ušlo je preko krčkog LNG terminala.

U tekućoj plinskoj godini već je pretovareno 20 brodova za prijevoz LNG-ja. A do kraja plinske go-dine očekuje se dolazak njih još 11.

Ove brojke, bez sumnje, dokazuju važnost krč-kog terminala za tržište prirodnog plina u Republici Hrvatskoj i ovom dijelu Europe, izvijestio je operator terminala, tvrtka LNG Hrvatska.

Ivan Fugaš novi direktor tvrtke LNG Hrvatska

Novi direktor tvrtke LNG Hrvatska je Ivan Fugaš, diplomirani inženjer naftnog rudarstva. Mandat do-sadašnjeg direktora Hrvoja Krhena prestao je početkom lipnja te je on razriješen na vlastiti zahtjev zbog odlaska na novo radno mjesto.

Od svibnja 2020. godine Ivan Fugaš je radio kao direktor Sektora za tehničko-operativne poslove u tvrtki LNG Hrvatska te je bio odgovoran za uprav-ljanje, održavanje i razvoj Terminala za ukapljeni prirodni plina na Krku. Prije društva LNG Hrvatska, obavljao je niz odgovornih i rukovodećih poslova u



Plinacrou, od voditelja razvojnih i investicijskih projekata do direktora Sektora transporta plina, navodi se u priopćenju iz LNG-a Hrvatska.

Zatvoreno nadmetanje za izdavanje dozvola za istraživanje geotermalnih voda

Nadmetanje za izdavanje dozvola za istraživanje geotermalnih voda za šest istražnih prostora, koje je objavila Agencija za ugljikovodike zatvoreno je 1. lipnja 2023.

Riječ je o geografskom području Dravske potoline koji se prostire unutar četiri hrvatske županije (Međimurska, Koprivničko-križevačka, Podravska, Osječko-baranjska) ukupne površine od preko 200 km² u kojem je dokazan značajan geotermalni potencijal.

Povjerenstvo za provođenje nadmetanja utvrdilo je kako je na natječaj pristiglo 16 ponuda od 11 različitih ponuditelja i to za pet od šest ponuđenih istražnih prostora. Radi se o renomiranim domaćim kompanijama koje svoj portfelj žele diversificirati novim, sigurnim i jakim energetskim projektima. Također, među ponuditeljima je i veliki broj inozemnih i europskih kompanija s bogatim iskustvom u razvijanju geotermalnih energetskih projekata.

Veliki interes za razvoj geotermalnih projekata premašio je sva očekivanja te se pred Povjerenstvom nalazi vrlo zahtjevna i odgovorna zadaća – odabir najboljih ponuditelja koji će Republici Hrvatskoj osigurati u narednom periodu nove obnovljive megavate iz podzemlja.

„Prije pet godina kada smo krenuli u aktivaciju geotermalnog potencijala, nitko nije ni slutio kako ćemo danas imati interes ovolikog broja renomiranih inozemnih i domaćih energetskih kompanija. Imali smo viziju, znanje, bili uporni i danas, pet godina kasnije kako geotermalni potencijal postaje resurs koji će igrati značajnu ulogu u stvaranju energetske neovisnosti i dostatnosti Republike Hrvatske“ – izjavio je prilikom zatvaranja nadmetanja **predsjednik Uprave Agencije za ugljikovodike, Marijan Krpan.**

Očekivana vrijednost investicija iznosi preko 400 milijuna EUR, a Republici Hrvatskoj može donijet preko 600.000, 00 MWh nove obnovljive električne energije godišnje.

„Aktiviranje geotermalnog potencijala još je jedan, i to vrlo značajan, korak prema povećanju proizvodnje energije na hrvatskom tlu. Osim što povećavamo sigurnost naše države povećavajući vlastitu proizvodnju energije obnovljivim, čistim izvorima,



aktiviranje geotermalnog potencijala donosi i niz koristi za gospodarstvo te otvara prilike za transformaciju i razvoj poljoprivredne proizvodnje“ – zaključio je **ministar gospodarstva i održivog razvoja, Davor Filipović** povodom zatvaranja nadmetanja.

Detalji o odabranim ponuditeljima i predloženim projektima biti će objavljeni nakon što Povjerenstvo pregleda i ocjeni pristigle ponude, a nakon čega će Ministarstvu gospodarstva i održivog razvoja uputiti prijedlog odabira najboljeg ponuditelja za svaki pojedini istražni prostor.

38. međunarodni znanstveno-stručni susret stručnjaka za plin

Trodnevna međunarodna konferencija i izložba posvećena temama o prirodnom plinu, ukapljenom prirodnom plinu i niskougljičnim rješenjima, u organizaciji Hrvatske stručne udruge za plin i Centra za plin Hrvatske, tradicionalno je i ove godine održana u Opatiji od 10. do 13. svibnja.

Stručni skup je okupio nekoliko stotina sudionika iz više od 20 zemalja. Na njemu je sudjelovalo



više od 80 uglednih predavača i izlagača. Program konferencije obuhvaćao je deset tematskih cjelina, nekoliko interaktivnih panel diskusija i postersku sekciju o temama iz područja plinskoga gospodarstva i energetike.

Ceremoniju otvaranja skupa vodio je predsjednik Hrvatske stručne udruge za plin **Dalibor Pudić**, a potom su uslijedili prigodni pozdravni govori, s osvrtnom na trenutnu situaciju. Okupljenima su se obratili tehnički direktor LNG-a Hrvatska Ivan Fugaš, direktor Podzemnog skladišta plina Vlado Vlašić, članica Uprave Plinacra Daria Krstičević, član Uprave INA-e Miroslav Skalicki, predsjednik Uprave HEP-a Frano Barbarić te ministar gospodarstva i održivog razvoja Davor Filipović.

Prilikom svečanog otvorenja Susreta, **ministar Davor Filipović** istaknuo je kako se, pod pritiskom ruske agresije na Ukrajinu, Europa prilagodila novim okolnostima brže nego što su mnogi predviđali te su u kratkom roku osigurani energenti po pristupačnim cijenama, amortizirani netržišni pritisci na cijene plina i struje i time osigurana stabilnost, zadržana gospodarska aktivnost i naš način života.

„Proaktivno sudjelujemo u tim promjenama i donosimo odluke koje će osigurati sigurnu opskrbu i pristupačne cijene energenata, kako za Hrvatsku, tako i za države u našem susjedstvu. To se odnosi na diversifikaciju izvora te bolju povezanost čime pozicioniramo Hrvatsku kao energetska čvorište u ovom dijelu Europe“, naglasio je ministar Filipović.

U pozdravnom govoru članica Uprave Plinacra **Daria Krstičević** se osvrnula na izazove s kojima su se dionici plinskog gospodarstva susreli protekle godine te je sa zadovoljstvom istaknula kako je zahvaljujući dugogodišnjem predanom radu i strateškom promišljanju hrvatski plinski transportni sustav, uključujući i LNG terminal i podzemno skladište plina, bio dio rješenja problema i čimbenik stabilnosti za Hrvatsku i zemlje u okruženju. U tom kontekstu, istaknula je kako su plinovod Zlobin – Bosiljevo već su sklopljeni ugovori za cijevi i opremu te da je u tijeku prethodno savjetovanje za izvođenje radova.

Ivan Fugaš iz LNG Hrvatske naveo je da je LNG terminal u remonta te kako se očekuje da sljedećeg tjedna premaši pet milijardi prostornih metara prirodnog plina isporučenog u transportni sustav. Direktor Podzemnog skladišta plina Okoli **Vlado Vlašić** rekao je da će sljedeća sezona utiskivanja, koja će početi krajem tjedna, biti puno jednostavnija u operativnom smislu jer će sezona povlačenja završiti s više od 70 posto popunjenim skladištem.

Član Uprave Ine **Miroslav Skalicki** rekao je da Rafinerija nafte Rijeka ponovo kreće s radom nakon privremene obustave zbog modernizacije pogona. U Rijeci planiraju za nekoliko godina krenuti s proizvodnjom zelenog vodika, koji je potreban za preradu naftnih derivata. Riječ je o zelenom vodikom dobivenom korištenjem sunčane elektrane, koju će izgraditi u rafineriji.

Za plinovod Zlobin – Bosiljevo sklopljeni ugovori za cijevi i opremu

Plinacro radi na povezivanju hrvatskog plinskog transportnog sustava na južni plinski koridor Jonsko-jadranskim plinovodom te s Bosnom i Hercegovinom zahvaljujući Južnoj interkonekciji

Zahvaljujući dugogodišnjem predanom radu i strateškom promišljanju, hrvatski plinski transportni sustav, uključujući i LNG terminal i podzemno skladište plina, bio je dio rješenja problema koje je uzrokovala ruska agresija na Ukrajinu i čimbenik stabilnosti opskrbe plinom za Hrvatsku i zemlje u okruženju, istaknula je **Daria Krstičević**, članica Uprave Plinacra na 38. Međunarodnom znanstveno-stručnom susretu stručnjaka za plin.

U tom kontekstu, istaknula je kako su za plinovod Zlobin-Bosiljevo kojim će se povećati transportni



kapacitet već sklopljeni ugovori za cijevi i opremu te da je u tijeku prethodno savjetovanje za izvođenje radova.

U nastavku je govorila o projektima povećanja transportnih kapaciteta u smjeru Slovenije i Mađarske, s naglaskom na plinovodima Lučko-Zabok-Jezerski-Sotla i Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica. Istaknula je kako Plinacro radi na povezivanju hrvatskog plinskog transportnog sustava na južni plinski koridor Jonsko-jadranskim plinovodom, a paralelno radi i na projektu povezivanja s Bosnom i Hercegovinom zahvaljujući Južnoj interkonekciji te razvija i druge projekte koji omogućavaju povećanje energetske neovisnosti.

Na LNG terminalu potpisan ugovor za isporuku dodatnog modula za uplinjavanje

LNG Hrvatska i norveška tvrtka Wartsila Gas Solutions potpisali su 14. travnja 2023. ugovor za isporuku dodatnog modula za uplinjavanje maksimalnog kapaciteta od 250.000 m³/h, u vrijednosti 22.970.000 EUR. Proizvodnja modula za uplinjavanje trajat će ukupno 22 mjeseca, a njegova ugradnja na FSRU brod LNG Croatia provest će se tijekom ljeta 2025. godine što će u konačnici omogućiti dvostruko povećanje ukupnih kapaciteta Terminala.

Realizacija ove investicije u skladu je s odlukom Vlade RH od 18. kolovoza 2022., o povećanju sigurnosti opskrbe plinom izgradnjom plinovoda Zlobin

– Bosiljevo i povećanju kapaciteta Terminala za ukapljeni prirodni plin na 6,1 milijardu kubičnih metara plina godišnje.

Na potpisivanju ugovora za isporuku modula, uz **Hrvoja Krhena**, direktora tvrtke LNG Hrvatska, **Kjella Ulsteina**, direktora prodaje i marketinga Wartsila Gas Solutions te **Ivice Arara**, predsjednika Uprave Plinacra, bio je i ministar gospodarstva i održivog razvoja **Davor Filipović** koji je istaknuo kako se proširenjem kapaciteta LNG Terminala jača plinovodna mreža te se ide u smjeru da Hrvatska postane energetska čvorište ovoga dijela Europe. Nakon ugradnje modula na FSRU brod LNG Croatia te izgradnje plinovoda Zlobin – Bosiljevo dodatni kapaciteti bit će dostupni te ponudeni tržištu od 1. listopada 2025. godine, odnosno od početka plinske godine 2025./2026.

Novi modul predstavlja glavni i najvažniji tehnološki segment povećanja kapaciteta LNG Terminala, a u zajedničkom radu s postojećim modulom omogućiti će isporuku maksimalnih 700.000 m³/h prirodnog plina odnosno 6,1 milijardu m³ na godinu.

Wartsila Gas Solutions proizvođač je i postojećeg sustava za uplinjavanje na FSRU brodu LNG Croatia, a novi modul bit će projektiran i proizveden sukladno najvišim ekološkim, sigurnosnim i tehnološkim standardima LNG industrije. Novi, dodatni modul također će tijekom procesa uplinjavanja koristiti međufliuid glikol za izmjenu topline između ukapljenog prirodnog plina (LNG) i morske vode te će u potpunosti ispunjavati sve zahtjeve Rješenja o prihvatljivosti utjecaja zahvata na okoliš.



Ministar Davor Filipović, predsjednik Uprave Plinacra Ivica Arar i direktor tvrtke LNG Hrvatska Hrvoje Krhen na LNG terminalu Krk.



Ina u prvom tromjesečju s neto gubitkom od 14,2 milijuna eura

Ukupni prihodi INA d.d. u prva tri ovogodišnja mjeseca iznosili su 791,6 milijuna eura kuna što je 4,4 posto manje od 828 milijuna iz prvog lanjskog kvartala. Istodobno, ukupni rashodi porasli su za 11,8 posto, na 808,6 milijuna eura.

CCS EBITDA Ina Grupe bez jednokratnih stavki u prvom tromjesečju iznosila je 23 milijuna eura, što je snažan kontrast u odnosu na rezultat prvog tromjesečja 2022. godine koji je iznosio 130 milijuna eura. Uz negativni utjecaj regulacije ta promjena je primarno povezana sa silaznim trendom cijena ugljikovodika u prvom tromjesečju, kažu u Ini.

– Nakon 2022. godine koju su obilježile naglo rastuće cijene energije, 2023. je obilježena visokom razinom regulacije tržišta u mnogim zemljama. Unatoč vanjskim kretanjima i iznimno reguliranom okruženju, s osjećajem obveze uspjeli smo isporučiti ono što smatramo svojom strateškom odgovornošću, a to je osiguranje kontinuirane opskrbe naših kupaca. Istovremeno, nastavljamo s jednim od najintenzivnijih investicijskih razdoblja u Ini. Radovi na održavanju Rafinerije nafte Rijeka nastavljaju se planiranom dinamikom, s pokretanjem proizvodnje tijekom drugog tromjesečja 2023. Sigurna opskrba tržišta ni u jednom razdoblju nije bila ugrožena, bez obzira na operacije u rafineriji, a pokretanje proizvodnje dodatno će ojačati mogućnosti opskrbe, izjavio je uz ostalo predsjednik Inine Uprave **Péter Ratatics**.

Ina počela sanaciju bušotine Ivana D

Ina je koncem travnja u pulskom brodogradilištu Uljanik najavila početak radova trajne sanacije bušotine Ivana D-1 Dir koja je pridobivala plin pomoću platforme Ivana D. Za taj posao angažirana je iskusna talijanska kompanija za ronilačke aktivnosti CNS koja će radove izvoditi pomoću plovila GSP Falcon.

Prema riječima Ininog operativnog direktora istraživanja i proizvodnje nafte i plina **Nikole Mišetića**, predviđeno je da plovilo na lokaciji bude oko dva mjeseca tijekom kojih će 28 ronilaca obavljati saturacijsko ronjenje.

– Riječ je o posebnoj vrsti ronjenja koje podrazumijeva da ronionci i tijekom boravka na brodu budu pod tlakom, što anulira vrijeme koje bi svakodnevno trebali provoditi u dekompresiji. Time im je omogućeno vrijeme za dulje aktivnosti pod vodom jer ne moraju zaranjati i izranjati, nego se u dubinu spuštaju posebnim zvonom, izjavio je Mišetić.

Dodao je kako je primarna zadaća posade i broda obaviti planirane radove napuštanja plinske bušotine Ivana D-1 Dir te njezino dovođenje u trajno sigurno stanje.

– Za radove trajnog napuštanja bušotine odabrali smo pouzdanog i iskusnog izvođača. Svi planirani radovi bit će obavljani u skladu sa zakonskim i podzakonskim aktima Republike Hrvatske i najboljim industrijskim praksama, što je ujedno i jamstvo da nikada neće predstavljati opasnost za ljude i okoliš, istaknuo je Mišetić. Dodao je kako je Ina kontinuirano nadzirala bušotinu i lokaciju havarije, poštovala sve propise i zakone koji reguliraju takve situacije i postupala prema odlukama i rješenjima nadležnih tijela. Tako će biti i ubuduće. Planirani radovi odvijat će se na dubini od 41 metra, a tijekom izvođenja plovilo će se opskrbljivati brodskim gorivom Ine, rekao je Mišetić.

Bušotina Ivana D-1 Dir trajno će se napustiti u skladu sa zakonskom i podzakonskom regulativom Republike Hrvatske postavljanjem tri cementne barijere.

Zadatak radova je zamijeniti oštećene dijelove ušća bušotine, provjeriti integritet kanala bušotine,



odrezati oštećene kolone zaštitnih cijevi, montirati novu bušotinsku glavu te trajno izolirati proizvodno ležište i kanal bušotine postavljanjem cementnih barijera u skladu s propisima. Na taj način bušotina se trajno dovodi u sigurno stanje, rekao je voditelj projekta sanacije Ivane D **Berislav Jakovac**.

Dodao je kako će se sve operacije izvesti pomoću opreme raspoređene na brodu, zbog čega nema potrebe za dodatnim angažmanom bušačkog postrojenja.

– Po završetku radova bušotina će biti trajno napuštena te neće predstavljati opasnost za ljude i okoliš, zaključio je Jakovac.

Inina plinska platforma Ivana D bila je u pogodu od siječnja 2001. godine a potonula je u prosincu 2020. godine u sjevernom Jadranu

Mogućnost proširenja interkonekcije hrvatskog i slovenskog plinovodnog sustava

Predstavnici Plinacra, na čelu s predsjednikom Uprave **Ivicom Ararom** i članicom Uprave **Darijom Krstičević**, ugodili su predstavnike slovenskog **Plinovoda**, na čelu s direktorom **Marjanom Eberlizom** te direktora LNG Hrvatska **Hrvoja Krhena**, kako bi raspravili mogućnost proširenja interkonekcije hrvatskog i slovenskog plinovodnog sustava te u konačnici opskrbe Slovenije, središnje te istočne Europe plinom koji dolazi iz LNG terminala na otoku Krku, a sve u cilju jačanja sigurnosti opskrbe i smanjenja ovisnosti o ruskom plinu. Sve strane izrazile su spremnost za suradnju na razvoju ovog strateški iznimno važnog projekta.

„Svjestan odrednica iz strategije i geostrateške pozicije Hrvatske i potencijala koji postoji za dodatni tranzit plina prema tržištima u regiji, Plinacro aktivno priprema cijeli niz projekata u cilju povećanog transporta plina prema regiji. U tu svrhu prate se smjernice i aktivnosti Europske komisije koja je izradila REPowerEU plan i predložila cijeli niz projekata te smo spremni u vrlo kratkom roku pokrenuti izgradnju dodatnih tranzitnih kapaciteta“, istaknuo je na radnom sastanku Arar.

Povećanjem kapaciteta LNG terminala na 6,1 milijardu prostornih metara plina godišnje i izgradnjom plinovoda Zlobin-Bosiljevo stvorit će se osnovni preduvjet za daljnji razvoj plinovodnog sustava i povećanje transporta plina prema Mađarskoj i Sloveniji.

Okosnica moguće opskrbe Slovenije, Austrije i ostalih zemalja u središnjoj Europi temelji se na proširenju kapaciteta postojećeg plinovoda Lučko-Za-



bok-Rogatec što bi se postiglo izgradnjom paralelnog plinovoda većeg promjera i većeg radnog tlaka – sustav plinovoda Lučko-Zabok-Jezerišće-Sotla (70 km).

Plinovodi prema Sloveniji nalaze se na zadnjoj listi Projekata od strateškog interesa (PCI; *Projects of Common Interest*). Postupci nabave i ugovaranja opreme i radova mogu započeti odmah po osiguranju potrebnih financijskih sredstava i donošenju konačne investicijske odluke.

JANAF domaćin proljetnog sastanak Grupe za upravljanje naftovodnim sustavima CONCAWE-a

JANAF d.d. bio je 12. i 13. travnja 2023. godine domaćin ovogodišnjega proljetnog sastanka Grupe za upravljanje naftovodnim sustavima – OPMG-a (Oil Pipeline Management Group) CONCAWE-a. Sastanak je na JANAF-ovom Terminalu Omišalj okupio gotovo 20 predstavnika europskih naftnih kompanija iz TAL-a, MOL-a, MERO-a, OMV-a, ExxonMobil-a, INA-a, BPA-a, RRP-a, Danish Oil Pipea, EXOLUM-a i dr.

U sklopu sastanka predstavljen je JANAF-ov naftovodno-skladišni sustav s naglaskom na poziciju koju ima u europskoj mreži naftovoda. Također, bila je to prigoda za međusobnu razmjenu znanja, iskustava i najbolje prakse djelovanja članica OPMG-a, kao i za pregled aktivnosti u predstojećem razdoblju.

Grupa za upravljanje naftovodnim sustavima CONCAWE-a predstavlja najznačajniji stručni europski forum razmjene iskustava predstavnika



naftovodnih sustava. Inače, JANAF d.d. je od 2007. godine član udruženja CONCAWE – Europskog udruženja naftnih kompanija za okoliš, zdravlje i sigurnost koje je osnovano 1963. godine. Misija ovog udruženja je prikupljati i razmjenjivati znanstvene, tehničke, ekonomske i zakonodavne informacije vezane za zaštitu okoliša, zdravlje i sigurnost u preradi i distribuciji nafte i njenih derivata.

Hrvatski potencijali u geotermiji se konačno počinju realizirati

Agencija za ugljikovodike uz pomoć sredstava iz NPOO aktivno pomaže lokalnim zajednicama da iskoriste potencijal geotermalne energije za centralne toplinske sustave. Agencija je uključena u proces nadmetanja, ali dozvole izdaje resorno Ministarstvo. Trenutno je izdano sedam dozvola za pridobivanje geotermalne energije te od prošlog tjedna imamo 16 istražnih prostora, dakle, dvije nove dozvole su izdane početkom veljače. Jedna od dozvola izdana je poljoprivredniku u Baranji kod Osijeka koji namjerava koristiti energiju u poljoprivredne svrhe.

Investitori u istražne prostore su lokalne zajednice i nešto manje privatni investitori. To su Terra Energy Exploration (Legrad 1), Bukotermal (Kutnjak-Lunjkovec), Karlovac 1 (GeotermiKa), Ensolx (Ernestinovo i Merhatovec), Terme Bjelovar (Korenovo),

Komunalno poduzeće (Križevci), Geo Power Babina Greda (Babina Greda), Geo Power Zagotcha (Slatina 2), EES Dravacel Energetika (Slatina 3), Komunalac Sisak (Sisak), Poslovni park Virovitica (Virovitica 2), Top terme (Topusko), Dalis (Gajić) i izvori Lipika (Lipik). Lokalna zajednica se jako angažirala i želi iskoristiti geotermalne potencijale uglavnom za potrebe toplinarstva.

Projekti su u studijskoj fazi. Najdalje je otišao Grad Bjelovar, koji je pokrenuo bušenja istražne bušotine. Karlovac je dobio sredstva za pripremu bušotinskog radnog prostora za prvu bušotinu. Geotermalni projekti iziskuju značajnija ulaganja – za potrebe iskorištavanja topline, bušotine su duboke najmanje 2.000 metara a to je oko četiri do pet milijuna eura po bušotini, s tim da su potrebne barem dvije takve bušotine. Nadogradnja ovisi o razvijenosti lokalnog toplinarskog sustava. Treba imati na umu da kod geotermi količina energije ovisi o broju bušotina. Prostor definira, no ulaganje daje konačnu snagu prostoru. Voljela bih da se digne svijest o mogućnostima koje geotermalna energija može dati u domaćoj poljoprivrednoj proizvodnji. To su plitke bušotine, na 1.000 metara, gdje se može naći topla voda od 30-50° Celzija, što je dovoljno za grijanje staklenika, eventualno uz dodatak dizalice topline.

Početkom veljače ove godine započelo je bušenje na području Legrada, gdje dozvolu za istraživanje ima



turska kompanija Terra Energy Exploration, koja planira izgradnju barem 50 MW geotermalne elektrane. Istražni prostor je odličan. Dozvolu su dobili 2020., a planu je veći broj bušotina. Iza Terre Energy stoji turska kompanija Soyak, koja ima veći broj GTE u Turskoj. Tek po rezultatima prve bušotine može se definirati snaga geotermalne elektrane, jer se tada dobivaju informacije o protocima i temperaturama. Nakon podataka o potvrdi ležišta i njegovoj izdašnosti slijedi projektiranje elektrane. Što je elektrana snažnija projekt je isplativiji, zato je optimum ići na snažniju elektranu ili ići u kaskadni razvoj. Odmah nakon što se izbuši prva bušotina slijedi daljnje bušenje, koje može biti gotovo kroz godinu i pol dana, a elektrana se gradi paralelno. S obzirom na dosadašnji tempo, očekujemo da bi za dvije godine projekt mogao biti završen.

Krajem prosinca 2022. otvorena su nadmetanja za istraživanje geotermalnih voda za iskorištavanje električne energije u šest istražnih prostora. Nadmetanja završavaju početkom lipnja 2023.

Agencija će zahvaljujući financiranju kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti uložiti u geofizička snimanja odnosno preliminarne istražne radove. Naime, izmjenama krovnog Zakona 2021. Agencija je ovlaštena, da u ime i za račun države, izvodi preliminarne istražne radove za procjenu geotermalnog potencijala. Kada je NPOO bio raspisan prijavili smo se s programom koji cilja na predistražne radove za potrebe toplinarstva. Riječ je o plićim bušotinama gdje se očekuje temperatura vode do 100 Celzijevih stupnjeva. Kroz Nacionalni program oporavka i otpornosti za to je osigurano 30 milijuna eura.

INA započela izradu istražne bušotine Veliki Rastovac-1

INA je 20. svibnja 2023. na području općine Grubišno Polje, u Bjelovarsko-bilogorskoj županiji započela izradu istražne bušotine Veliki Rastovac-1 na Istražnom prostoru ugljikovodika Drava-03.

Bušenje nove bušotine izvodi Crosco u suradnji s bušačim postrojenjem R-69 Rotaryja, a predviđeno trajanje radova je 11 dana.

Prognozirana konačna dubina bušotine je 1000 m +/-50 m te je cilj potvrditi rezerve plina u panonskim naslagama.

Nakon završetka bušenja, ovisno o rezultatima bušotine Veliki Rastovac-1, očekuje se ishođenje eksploatacijskog polja ugljikovodika (EPU) te izrada dodatnih razradnih bušotina i početak faze privođenja

proizvodnji ugljikovodika s budućeg EPU. Također, pozitivni rezultati otvorili bi dodatan istražni potencijal u okolici.

Na vinkovačkom području u tijeku su istraživanja geotermalnog potencijala

Na vinkovačkom području u tijeku su istraživanja geotermalnog potencijala kako bi se utvrdilo stvarno stanje ležišta termalnih voda radi njihova korištenja za toplinarstvo.

– Grad Vinkovci ima toplinski sustav na koji je priključeno oko 1700 domaćinstava i – ako se ovo istraživanje pokaže plodonosnim – mogli bismo se okrenuti obnovljivim izvorima energije. No, nije samo u pitanju toplinarstvo, već bi koristila mogla imati i industrija, a posebice poljoprivreda kada je u pitanju staklenička proizvodnja, rekao je zamjenik vinkovačkoga gradonačelnika **Josip Romić**, koji je obišao mjesto na kojem se istražuje geotermalni potencijal.

Po njegovim riječima, dobrobiti od korištenja geotermalnih izvora energije su višestruki, od održivoga kružnog gospodarenja obnovljivim izvorima energije do energetske neovisnosti, a sve radi dugoročne ekonomske isplativosti.

– Procjena je da bi prelaskom na grijanje iz geotermalnih izvora računi građana za grijanje bili niži i za 50%, rekao je Romić.

Kroz Nacionalni plan oporavka i održivosti projekt procjene geotermalnog potencijala za upotrebu u toplinarstvu provodi se na šest mjesta u Hrvatskoj.

Na području Zaprešića, Velike Gorice, Siska i Osijeka snimanja su završena, u Vinkovcima su u tijeku, a slijede i na području Vukovara, rekla je direktorica Sektora za geotermalnu energiju Agencije za ugljikovodike **Martina Tuschl**. Objasnila je kako se seizmičko snimanje izvodi tako da se promatra kretanje seizmičkog vala od njegova izvora na površini do geoloških elemenata u podzemlju, od kojih se on reflektira, i njegov povratak do prijarnika, geofona. Povratkom vala na površinu, na kojoj su bežični geofoni, dobiva se jasna slika onoga što je ispod zemlje. Snimanje provodi poljska tvrtka Geofizika Torun.

INA uspješno završila prvu fazu „Open Sea“ kampanje

INA je uspješno završila prvu fazu „Open Sea“ kampanje koja je započela prije kraja kolovoza prošle godine. Prva faza je završila 5. siječnja 2023. gotovo



mjesec dana ranije nego što je bilo planirano. Uspješno su izbušene bušotine Ilena-2 Ver, Ida D-1 Ver, Ira-1 Dir, Ida D-2 Ver s potvrdom plina na svim bušotinama. U tijeku je evaluacija rezervi, dok će se ekonomska evaluacija obaviti u drugom kvartalu.

Početak druge faze kampanje očekuje se početkom lipnja ove godine.

Do sada su izbušene i puštene u proizvodnju dvije bušotine – Ika B-1 R Dir i Marica D Dir (bušotine s postojećim platformama). Time je povećana dnevna proizvodnja za oko 1000 boe. Izbušeno je i testirano još pet bušotina Irena 2, Ilena-2 Ver, Ida D-1 Ver, Ida D-2 i Ira 1 Dir za koje se tek trebaju izgraditi platforme u ovoj i sljedećoj godini.

Jadran trenutačno proizvodi 3600 boe na dan, što čini oko 14% ukupne Inine proizvodnje plina. Offshore kampanja već je dala svoj doprinos s oko 1000 novih boe s Ike B i Marica.

INA potpisala ugovor o koncesiji za područje East Bir El Nus u Egiptu

INA je početkom veljače 2023. s Arapskom Republikom Egiptom, Egipatskom nacionalnom naftnom kompanijom (EGPC) te kompanijom Energean kao operatorom potpisala ugovor o koncesiji za područje East Bir El Nus. INA time ulazi u novu koncesiju u egipatskoj Zapadnoj pustinji kao partner s udjelom od 50 %, dok preostalih 50 % ima Energean. Radi se o završetku procesa ulaska u novu koncesiju koji je započeo u ožujku 2022. i koji Ina i kompaniji Energean omogućuje da započnu s istražnim programom.

Novom istražnom koncesijom unaprijedit će se održivost Inina egipatskog portfelja u partnerstvu s uglednim i poznatim operatorom u naftom bogatoj Zapadnoj pustinji koji ima dobru proizvodnu infra-

strukturu. Početno istražno razdoblje koncesije East Bir El Nus traje tri i pol godine, a u slučaju komercijalnog otkrića ugovorom je predviđeno proizvodno razdoblje u trajanju od 20 godina. INA i Energean obvezali su se provesti 2D seizmičko snimanje ukupne duljine 180 km i 3D seizmičko snimanje ukupne površine 200 km², nakon čega će uslijediti izrada najmanje dvije istražne bušotine.

INA i Energean već su partneri u proizvodnji plina na odobalnom eksploatacijskom polju Izabela u sjevernom Jadranu u Hrvatskoj.

„Egipt je Inino ključno inozemno tržište, kada su u pitanju Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, na kojem smo već dugo prisutni. Ulaskom u novu koncesiju INA širi portfelj u svojoj najvažnijoj regiji u Egiptu te se stvaraju pretpostavke za novu proizvodnju ugljikovodika nakon istražnih aktivnosti. To je u skladu s našim razvojnim planovima gdje ulaskom u projekte poput ovoga želimo nadomjestiti rezerve kompanije i zadržati proizvodnju barem na današnjim razinama. Drago nam je da ćemo naše ciljeve u Egiptu pokušati ostvariti s partnerom s kojim već imamo dobru suradnju“, izjavio je **Péter Ratatics**, predsjednik Uprave Ine.

INA provodi aktivnosti istraživanja i proizvodnje u Egiptu od 1989., pri čemu je usredotočena uglavnom na Zapadnu pustinju. Ima udjele u tri proizvodne koncesije u Zapadnoj pustinji: North Bahariyu, Ras Qattaru i West Abu Gharadig, te udio u kopnenom istražnom bloku East Damahur u delti Nila, gdje je ranije ove godine ostvareno znatno otkriće plina s očekivanim početkom proizvodnje do kraja ove godine. INA je proteklih godina povećala ulaganja u Egiptu, gdje je prepoznata kao respektabilan partner, s prosječnom proizvodnjom od 1610 bbl dnevno u 2022.

Investicijske aktivnosti Ine u 2022. najviše u posljednjih deset godina

Prema objavljenim financijskim rezultatima INA Grupe za 2022. kompanija je prošle godine postigla vrijedne pozitivne rezultate. Djelatnost Istraživanja i proizvodnje nafte i plina ponovno je najveći generator novca u uvjetima visokih cijena ugljikovodika.

Investicijske aktivnosti u 2022. bile su najveće u posljednjih deset godina, s rastom od 71 posto u odnosu na 2021., na ukupno 2,7 milijardi kuna, od čega je 95 posto uloženo u Hrvatskoj. Projekt nadogradnje Rafinerije nafte Rijeka i kampanja bušenja na sjevernom Jadranu ostaju najveća ulaganja. Prirodni pad proizvodnje ublažen je povećanim aktivnostima

optimizacije proizvodnje. Kampanja bušenja na sjevernom Jadranu nastavljena je tijekom cijele godine s već vidljivim rezultatima u šest posto većoj proizvodnji plina iz podmorja zahvaljujući dvjema novim bušotinama stavljenima u proizvodnju tijekom 2022.

Godinu su obilježile visoka razina ekonomske neizvjesnosti i velikih promjena na robnom tržištu uzrokovanih ratom u Ukrajini.

Prirodni pad proizvodnje ublažen je povećanim aktivnostima optimizacije proizvodnje. Kampanja bušenja na sjevernom Jadranu nastavljena je tijekom cijele godine s već vidljivim rezultatima u šest posto većoj proizvodnji plina iz podmorja zahvaljujući dvjema novim bušotinama stavljenima u proizvodnju tijekom 2022.

„Proteklu godinu obilježila su previranja na svjetskom energetskom tržištu, ali i jedno od najjačih investicijskih razdoblja za Inu ikad, izjavio je Pétera Rataticsca, predsjednika Uprave Ine.

„Unatoč velikim oscilacijama cijena ugljikovodika i regulatornim intervencijama, INA ostaje predana velikom investicijskom ciklusu koji je u tijeku. Projekt nadogradnje Rafinerije nafte Rijeka, najveća investicija Ine koja će osigurati dugoročnu održivost rafinerijskog poslovanja i kampanja izrada bušotina na moru guraju ulaganja na najvišu razinu u posljednjih deset godina, s ukupno više od 2,7 milijardi kuna ulaganja. Projekt nadogradnje Rafinerije nafte Rijeka na ukupnoj je dovršenosti od 70 posto. Djelatnost Istraživanja i proizvodnje nafte i plina, koja je ponovno dala najveći doprinos rezultatu, ublažava prirodni pad proizvodnje. S povećanom razinom ulaganja, kako na moru tako i na kopnu, INA je ostvarila pad proizvodnje na godišnjoj razini od samo četiri posto, s rezervama na stabilnoj razini prvi put nakon nekoliko godina. Kada govorimo o proizvodnji plina, moramo spomenuti i regulatorno ograničavanje cijene plina, čiji učinak nije bio presudan 2022., ali bi mogao biti značajan u 2023. godini“, naglašava predsjednik Inine Uprave.

„Rafinerijsko poslovanje osiguravalo je sigurnu opskrbu tržišta, što se u sadašnjim geopolitičkim okolnostima ne može uvijek uzeti zdravo za gotovo. Opskrba plavim dizelom bila je posebno zahtjevna, no INA je tržištu osigurala sve potrebne proizvode. Regulatorna ograničenja utjecala su na profitabilnost veleprodaje i maloprodaje, što je u kombinaciji s velikim investicijskim ciklusom uzrokovalo negativan novčani tijekom djelatnosti. Što nas očekuje u 2023. teško je predvidjeti, no ograničenje cijena plina nametnuto od četvrtog tromjesečja 2022. sigurno će imati značajan utjecaj na poslovanje. Ipak, uz usporavanje prirodnog pada pro-

izvodnje i uspješnu transformaciju rafinerijskog poslovanja, nastojat ćemo dioničarima i kupcima omogućiti sigurnu opskrbu i profitabilno poslovanje“, zaključuje Péter Rataticsca.

JANAF sklopio s MOL-om ugovore o transportu i skladištenju

Jadranski naftovod, dioničko društvo sklopio je s MOL-om 9. siječnja 2023. Ugovor o transportu 500.000 tona nafte po načelu „puno za prazno“ na dionici Omišalj – Gola za razdoblje do 31. 3. 2023. godine te Ugovor o skladištenju 149.385 m³ sirove nafte u sustavu JANAF-a na Terminalima Omišalj i Sisak na razdoblje do 31. 3. 2023. godine.

„S iznimnim zadovoljstvom objavljujemo sklapanje novih ugovora koji predstavljaju izniman doprinos JANAF-a energetskoj stabilnosti i neovisnosti Europske unije. Ovime se na konkretan način potvrđuje zaključak najviših tijela EU, koja su nedavno istaknula stratešku važnost JANAF-a kao dijela energetskog čvorišta srednje Europe. Nastavak partnerstva s MOL-om još je jedan dokaz povjerenja i pozitivne reputacije koju JANAF uživa u široj regiji, gdje surađuje sa svim najznačajnijim energetskim kompanijama. Usprkos ovom značajnom povećanju potražnje za naftovodno-skladišnim kapacitetima JANAF-a, Uprava Društva i dalje će nastaviti sa strateškim promišljanjem i ulagati napore kako bi pravovremeno odgovorila na sve predstojeće energetske izazove. Uvjereni smo kako će 2023. godina biti još jedna u nizu iznimno uspješnih poslovnih godina, na zadovoljstvo vlasnika i svih zaposlenika Jadranskog naftovoda“, istaknula je Uprava JANAF-a, predvođena predsjednikom Uprave mr. sc. **Stjepanom Adanićem** i članom Uprave **Vladislavom Veselicom**.



JANAF nastavlja s rekordnim poslovanjem i u prvom kvartalu 2023. godini

Zagreb – Trend rasta prihoda i ostvarivanje rekordnih poslovnih rezultata JANAF d.d. nastavio je i u prvom kvartalu 2023. godine što potvrđuju danas, 28. travnja 2023. godine objavljeni financijski izvještaji za razdoblje od 1. siječnja do 31. ožujka 2023. godine.

JANAF d.d. je u prvom kvartalu 2023. godine ostvario ukupne prihode od 35,8 mil. eura koji su veći za gotovo 40% od ostvarenja u prvom kvartalu prethodne godine. U promatranom razdoblju ostvarena je bruto dobit u iznosu od 18,5 mil. eura i neto dobit u iznosu od 15,1 mil. eura, koje su veće za gotovo 70% od prošlogodišnjih. U prva tri mjeseca ove godine rasli su i prihodi od temeljne djelatnosti Društva, transporta nafte i skladištenja nafte i naftnih derivata te iznose gotovo 35 mil. eura, što je povećanje od 38% od ostvarenja prethodne godine. U poslovanju s inozemnim kupcima ostvareno je 71% prihoda od temeljne djelatnosti, a zbog većeg prihoda od transporta nafte za inozemne kupce, ovaj segment porastao je za 47% u odnosu na ostvarenje u istom razdoblju 2022. godine.

„Snažan rast prihoda i odličan financijski položaj, JANAF nastavlja i u 2023. godini, nakon dvije uzastopne godine iznimno uspješnog poslovanja. Ovi rezultati potvrđuju stratešku viziju aktualne Uprave u razvoju JANAF-a prema suvremenoj energetskej kompaniji budućnosti i to u okolnostima najizazovnijim od osnivanja. Imamo financijsku snagu i spremni smo za ulaganja u projekte koji će diverzificirati poslovanje te time osigurati održivost i u budućnosti“, istaknuo je predsjednik Uprave mr. sc. **Stjepan Adanić**.

„JANAF je jedno od najuspješnijih trgovačkih društava u Republici Hrvatskoj. Rekordni rezultati po-

slovanja potvrđuju odlučno upravljanje kompanijom unatoč brojnim nepovoljnim okolnostima u kojima smo očuvali ugled u poslovnoj zajednici. JANAF je danas pozicioniran kao ključna transportno-skladišna infrastruktura u osiguravanju energetske neovisnosti i dobavnog pravca energentima za Europsku uniju, čime smo potvrdili položaj nezaobilaznog partnera u energetskej sektoru“, naglasio je član Uprave **Vladislav Veselica**.

Održan regionalni summit: Zeleni plan u energetskej sektoru

U organizaciji Poslovnog dnevnika 5. – 6. travnja 2023. u Zagrebu, u Sheratonu je održan regionalni summit „Zeleni plan u energetskej sektoru.“ Skup je okupio najvažnije dionike energetskej tržišta i otvorio raspravu na temu energetskej tranzicije, suradnju na području unapređenja i razvoja tokova plina i nafte, novih dobavnih pravaca kao i temu o obnovljivim izvorima energije. Cilj ovog skupa bio je utvrditi pozitivne prakse u te porazgovarati o odgovorima na energetskej izazove koji se nalaze pred nama.

Pozdravni govor održao je **Vladimir Nišević**, glavni urednik Poslovnog dnevnika, koji istaknuo nužnost suradnje bliskih tržišta u svrhu ostvarivanja ciljeva zelene tranzicije.

Okupljene je pozdravio i **Ivo Milatić**, državni tajnik u Ministarstvu gospodarstva i održivog razvoja. Istaknuo je kako je zbog rata u Ukrajini došlo do brojnih poremećaja na svjetskim tržištima energenata. U takvim složenim okolnostima Hrvatska je imala stabilnu opskrbu energentima. Naglasio je i vrlo dobru poziciju Hrvatske kada je riječ o energetskej tranziciji na održivu energiju te najavio kako će uskoro biti doneseni svi podzakonski akti ključni za njeno provođenje. „Vlada je za energetskej tranziciju izdvojila pet milijardi kuna do sada, a taj bi iznos trebao biti dvostruko veći“, zaključio je Milatić.

Nakon pozdravnih govora uslijedile su tri zanimljive panel rasprave. Teme su bile: Stari energenti u novim političkim okruženjima, Modernizacija elektroenergetskej infrastrukture u regiji i Mogućnosti financiranja zelenih projekata.

U prvom panelu na temu „Stari energenti u novim političkim okruženjima“ sudjelovali su neovisni stručnjaci za energetiku Igor Dekanić i Davor Štern, predsjednik Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa Želimir Šikonja te savjetnik predsjednika Uprave Plinacra doc. dr. sc. Darko Pavlović. Povala se rasprava o novoj plinskoj i naftnoj paradigmi, razvoju



Sudionici panel rasprave na temu „Stari energenti u novim političkim okruženjima“



plinovodnih sustava, značaju LNG terminala na Krku za cijelu regiju te regionalnoj energetskej suradnji. Moderator je bio Vladimir Nišević, glavni urednik Poslovnog dnevnika.

Energetska tranzicija je nezaustavljiv proces, no činjenica je da će do potpunog prestanka korištenja nafte i plina kao energenta proći još dosta vremena i mnogih tehnoloških inovacija, rečeno je, uz ostalo, u raspravi na panelu.

Želimir Šikonja smatra da će energetska tranzicija biti dugotrajan proces koji će imati svoje faze i rokove, no siguran je da neće doći do zabrane uporabe nafte, benzine i plina neće doći „preko noć“.

„Hrvatska je, sukladno zaključcima Europske unije, donijela političke odluke o energetskej tranziciji prema obnovljivim izvorima energije i te odluke provodi postoje i Hrvatska ih na kroz svoju regulativu. Ono što će energetskej tranziciju određivati je tehnološki napredak bez koje ta priča nema podloge. U konačnici, tu je i pitanje cijene jer sve što se radi na kraju netko mora platiti“, kazao je Želimir Šikonja.

Kada se govori o naftu i plinu, Hrvatska, kao i većina članica Europske unije, nema energetskej samodostatnost te je zbog toga sinergija s EU vrlo bitna. LNG terminal na Krku vidi kao dobru stvar, no upozorava da to nije projekt koji će nam riješiti sve plinske ili generalno energetske izazove jer se moraju iznaći novi pravci dobave i infrastruktura za to, naglasio je Šikonja.

Tijekom rasprave savjetnik predsjednika Uprave Plinacra, **Darko Pavlović**, naglasio je nužnost dekar-

bonizacije, no uz strateško promišljanje o svim modelima i izazovima koja taj proces donosi. „Energetska tranzicija mora dovesti do razvoja novih tehnologija, koja će onda omogućiti i ubrzati dekarbonizaciju. Činjenica je da će morati postojati dugotrajna prijelazna razdoblja, koja će se bazirati na plinu kao prijelaznom energentu za supstituciju „prljave energije“ do tehnologije koja će dovesti do čistog vodika i potpune primjene OIE“, kazao je Pavlović. Istaknuo je također nužnost daljnjeg povezivanja Plinacrovog plinskog transportnog sustava sa sustavima zemalja gravitirajuće regije, daljnju diversifikaciju dobavnih pravaca plina – osobito vezano uz projekt Jonsko-jadranskog plinovoda kojim će se omogućiti dobava plina iz Istočnog Mediterana te je istaknuo svijetli primjer LNG terminala na otoku Krku kojim je Hrvatska postigla zavidnu razinu energetske stabilnosti.

Davor Štern, neovisni energetskej stručnjak, naglašava da je činjenica da Hrvatska ima dovoljno energije, da smo zimu prebrodili i da nikome nije bilo zima niti je neka industrija zbog nedostatka energenata morala biti zaustavljena.

No, upozorava, „nitko ne pita koliko to košta“. Koliko košta plin koji nam stoji u podzemnom skladištu plina i tko će u konačnici to platiti. Štern je upozorio na sporu digitalizaciju i generalno modernizaciju energetskeg sustava.

Podsjetio je da je većina hrvatske energetske infrastrukture i strategije napravljen prije 1990. godine, a da se nakon toga napravilo vrlo malo izuzetak je LNG terminal.

Energetski stručnjak **Igor Dekanić**, naglašava da je teško predvidjeti što će se, posebno po pitanju cijene, događati na energetskom tržištu. „Ono što se u zadnjih godinu dana promijenilo su dobavni pravci – do 24. veljače postojala je uhodana i razgranata mreža plinovoda i naftovoda iz Rusije prema Europi, a što je rezultiralo velikim količinama isporučenih ugljikovodika te posljedično velike ovisnosti Europe o Rusiji. Danas su pronađeni novi pravci dobave iz Sjeverne Afrike, Norveške, Bliskog istoka te prekoceanskih izvora.

Iako o Hrvatskoj rijetko razmišljamo kao o uspješnoj zemlji, činjenica je da smo po pitanju energetske pozicioniranosti u vrlo dobroj poziciji. Tu su prije izgrađeni infrastrukturni sustavi prijema i prijenosa nafte i plina iz raznih izvora, a ne treba smetnuti s uma niti činjenicu da mi i dalje imamo vlastitu proizvodnju nafte i plina koja bi se pod nekim okolnostima mogla i dodatno povećati“, kazao je Dekanić.

JANAF sklopio s LITASCO-om višegodišnji ugovor o skladištenju

Jadranski naftovod, dioničko društvo sklopio je 18. siječnja s društvom LITASCO SA Ugovor o skladištenju 239.856 m³ sirove nafte u sustavu JANAF-a za razdoblje 1. 4. 2023. – 31. 3. 2025. godine.

„Početak 2023. godine u poslovanju društva Jadranski naftovod d.d. obilježavaju obnovljena i nova partnerstva s vodećim regionalnim i globalnim naftnim kompanijama. Potvrda je to poslovnog ugleda koji JANAF uživa na naftnom tržištu, ali i važnosti Društva za ukupnu energetska neovisnost i sigurnost, kako Hrvatske, tako i Europske unije i zemalja u okruženju. Uvjereni smo kako je JANAF na početku još jedne iznimno uspješne poslovne godine na zadovoljstvo svih zaposlenika Društva i naših vlasnika“, istaknula je Uprava JANAF-a, predvođena predsjed-



nikom Uprave mr. sc. **Stjepanom Adanićem** i članom Uprave **Vladislavom Veselicom**.

JANAF d.d. je za naredno razdoblje sklopio ugovore o transportu s NIS-om i MOL-om te ugovore o skladištenju s Agencijom za ugljikovodike i MOL-om.

Dovršeni radovi na plinovodu Vinkovci – Negoslavci

Po završetku plinske godine Plinacro provodi niz aktivnosti na održavanju plinovoda, a sve kako bi osigurao tehničko-tehnološke preduvjete za siguran i pouzdan transport plina za nadolazeću plinsku godinu.

Tako su u prvoj polovici svibnja obavljani radovi na plinovodu Vinkovci – Negoslavci (DN 400/50), točnije na blokadno-ispušnoj stanici Stari Jankovci. Strojarsko-montažnim radovima povezana je nova ulazno-mjerna stanica Stari Jankovci na plinski transportni sustav.

Kako bi ispuhivanja i emisija CO₂ u atmosferu bila što niža u sklopu pripremnih radova obavljeno je spuštanje akumulacije plinovoda s tlaka sustava od 30 bar na 13 bar. Nakon pripreme uslijedilo je ispuhivanje predmetne dionice plinovoda, potom inertizacija plinovoda dušikom, a zatim strojarsko-montažni radovi i ponovna inertizacija plinovoda. Po završetku radova uslijedilo je istiskivanje dušika plinom te punjenje plinovoda do radnog tlaka u transportnom sustavu i puštanje u rad mjerno-redukcijske stanice Negoslavci i mjerno-redukcijske stanice Vukovar. Sve navedene aktivnosti završene su u roku od 19 sati umjesto predviđenih 24 sata.





Sudionici Međunarodnog studentskog energetskeg kongresa na RGN fakultetu u Zagrebu

Međunarodni studentski energetskeg kongres na RGN fakultetu

Na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu Sveučilišta u Zagrebu od 20. do 23. ožujka 2023. održan je deseti po redu Međunarodni studentski energetskeg kongres pod nazivom „*Annual Student Energy Congress 2023*“. Projekt ASEC prerastao je u najveći studentski kongres u Europi koji svake godine okuplja studente, znanstvenike i stručnjake i predstavlja najnovija dostignuća u naftno-plinskoj industriji.

Na kongresu se okupilo dvjestotinjak studenata, a među njima i 80 stranih studenata iz Njemačke, Austrije, Mađarske, Poljske, Engleske, Škotske, Francuske, Italije, Norveške, Danske i Švedske, kao i 12 timova studenata i njihovih profesora s najprestižnijih europskih sveučilišta koji će se natjecati u kvizu znanja i izlaganju tehničkih radova na diplomskoj, preddiplomskoj i postdiplomskoj razini.

Sudionike kongresa pozdravio je dekan RGN-a **izv. prof. dr. sc. Vladislav Brkić** podsjetivši da je „iza nas izazovno vrijeme za cijelo društvo“. Ipak, istaknuo je kako ga tješi to što imamo snažnu stručnu zajedni-

cu koja je strastvena prema onome što radi, što će biti i dalje pokretačka snaga u budućnosti ove industrije još mnogo godina.

Zagrebačka prorektorica za umjetnost, kulturu i međusveučilišnu suradnju **red. prof. art. Jasenka Ostojić** okupljenim je studentima, naročito strancima, poručila da je Sveučilište u Zagrebu najstarije hrvatsko sveučilište i ujedno najstarije sveučilište u jugoistočnoj Europi. Istaknula je da se student nalazi u primarnome fokusu zagrebačkoga sveučilišta. „Kvaliteta studija i podučavanja na pojedinim sastavnicama unapređuje se internacionalizacijom i međunarodnim suradnjama, stoga i organizacija ovog Kongresa tome prinosi, na čemu čestitam svima uključenima u priređivanje i organizaciju skupa“, zaključila je Ostojić.

Predsjednik organizacijskog odbora Kongresa i predsjednik studentske udruge SPE.ZG, organizatora ovoga Kongresa, a koja djeluje na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu **Luka Perković** kazao je da je glavni cilj Udruge poticanje izvrsnosti i približavanje studenata naftnog inženjerstva i srodnih struka svijetu naftne i plinske industrije, te je kao takva jedinstvena u Hrvatskoj na studentskoj razini.

Pripremila: Stefaniya Novak-Zoroe



**IZ
NAŠE
ARHI
VE**

Karotažna mjerenja utisnih profila i njihove analize na PSP-u Okoli

Zdravko Kosovec, Zoran Čogelja, INA d.d.
Vlatko Bilić-Subašić, Pavo Rajić, PSP d.o.o.

Ključne riječi: podzemno skladište plina, mjerenje utisnih profila, brzina protoka

Uvod

Antiklinalna struktura naftno-plinskog polja Okoli u geotektonskom smislu pripada sjevernom krilu Savske potoline, a prema vremenu postanka pripada jedinicama mlađeg tercijara. Kolektor pješčenjačke serije „a“ čini srednjozrnati tinjčasti pješčenjak sive boje, donjopontske starosti, po vertikali raščlanjen brojnim laporovitim i siltoznim ulošcima. Unutar serije „a“ izdvojeno je pet ležišta (a_1 do a_5). Kao utisno-proizvodni objekt za podzemno skladište plina u funkciji su ležišta a_1, a_2 i a_3 .

Plinska ležišta pješčenjačke serije „a“ su bila u proizvodnji do 1984. godine, a od 1986. godine djelomično iscrpljena ležišta a_1, a_2 i a_3 prenamijenjena su u utisno-proizvodne objekte za podzemno skladištenje plina. Time je omogućena optimalna proizvodnja

ostalih domaćih plinskih polja obzirom da se plin s tih polja tijekom proljetnih i ljetnih mjeseci utiskuje u skladište plina.

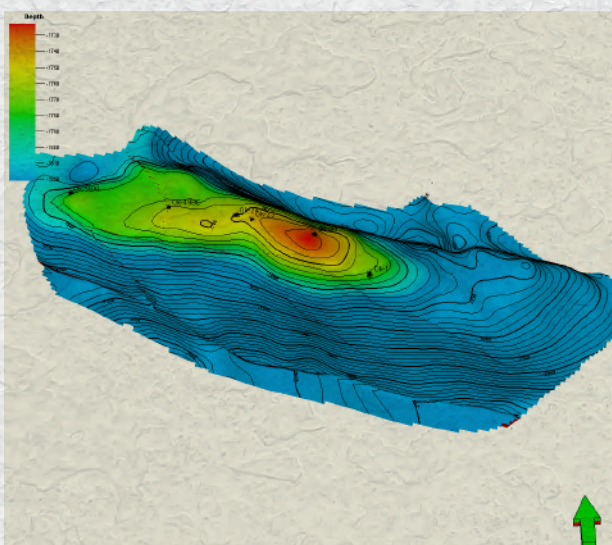
Stoga je jasna potreba stjecanja uvida u kolektorska svojstva navedenih ležišta, tj. sposobnost pohranjivanja i proizvodnje plina po pojedinim ležištima ovisno o njihovom položaju unutar polja.

U tu svrhu napravljena je kampanja mjerenja utisnih profila na 9 izabranih bušotina. Na svakoj bušotini su obavljena mjerenja u statičkim uvjetima (tlak i temperatura), te u dva dinamička uvjeta (mjerenja brzina protoka, tlaka i temperature). Iz tih podataka napravljene su analize utisnih profila koje su dale odgovore o sposobnosti primanja utisnutog plina u pojedina ležišta podzemnog skladišta plina.

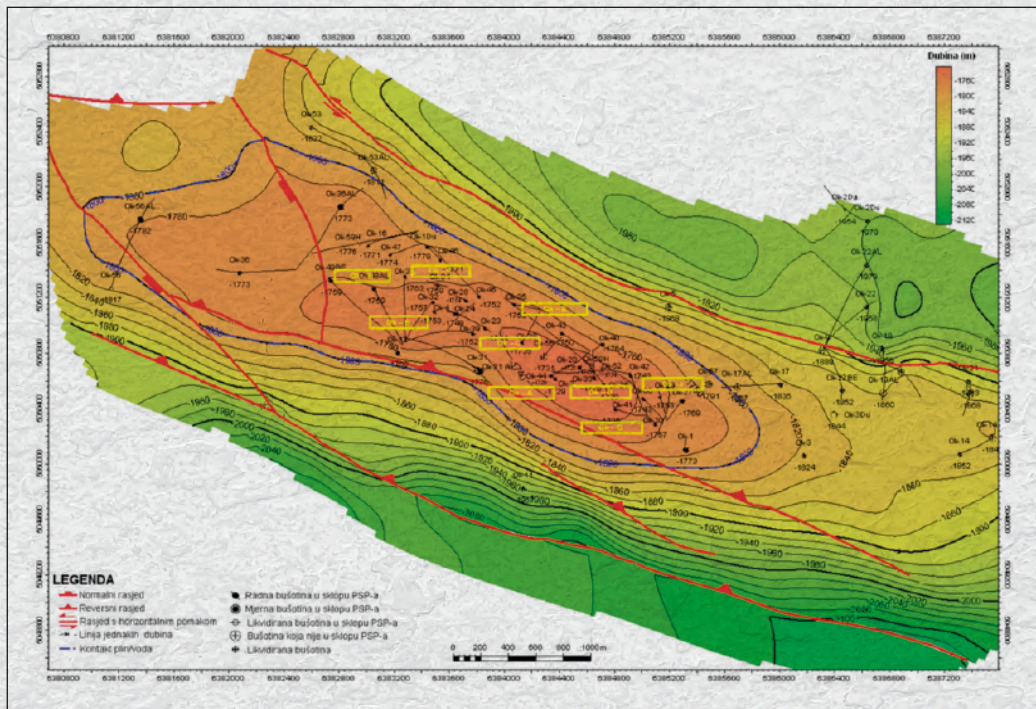
1. Izbor bušotina na kojima će biti obavljena mjerenja

U svrhu procjene parametara i karakterizacije cijelog polja, bilo je potrebno odabrati bušotine u kojima će biti obavljena mjerenja na taj način da se dobiju podatci koji će okarakterizirati cijelo polje (Slika 2). Osim njihovog položaja na polju, uvjeti koje su morale zadovoljiti bušotine su bili i tehničkog karaktera:

- zacjelvljenje (da je bušotina zacjelvljena kolonom zaštitnih cijevi ili liner-om, a ne da je open-hole),
- stanje ugrađene opreme (da bude prohodna za sonde kojima će se vršiti mjerenje),
- da je cementacijom kolone zaštitnih cijevi ostvarena međusobna izolacija slojeva (da bude sigurno da ne postoji izakolonska komunikacija),
- da je dubina bušotine dovoljna da sonda može doći do dna perforacija (poželjnije da može ići barem 2-3 m ispod perforacija),
- da je prohodnošću utvrđeno da ne postoji nasjed u bušotini (zbog taloga ili nekih drugih razloga).



Slika 1. Strukturni model polja Okoli



Slika 2. PSP Okoli – izabrane bušotine za PL mjerenje

Prema tim kriterijima obavljena su mjerenja utisnih profila u 9 bušotina. To su:

- Ok-A
- Ok-B
- Ok-C
- Ok-D
- Ok-E
- Ok-F
- Ok-G
- Ok-H
- Ok-I

2. Mjerenja utisnih profila

2.1. Princip Production Logging-a (PL), odnosno mjerenja proizvodnih (utisnih) profila

Generalno, ova mjerenja se koriste s ciljem definiranja:

- Proizvodnje/Utisa po zonama
- Raspodjele proizvodnje po fazama: nafta, plin i voda
- Temperature i tlaka
- Učinkovitosti proizvodne opreme
- Mehaničkog integriteta (npr. propuštanje opreme)
- Praćenja karakteristika rezervoara
- Dijagnosticiranja problema s proizvodnom opremom
- Ocjene učinkovitosti obrade (kemijska, ...)

U cilju definiranja navedenih zadataka, potrebno je mjerenjima definirati sljedeće:

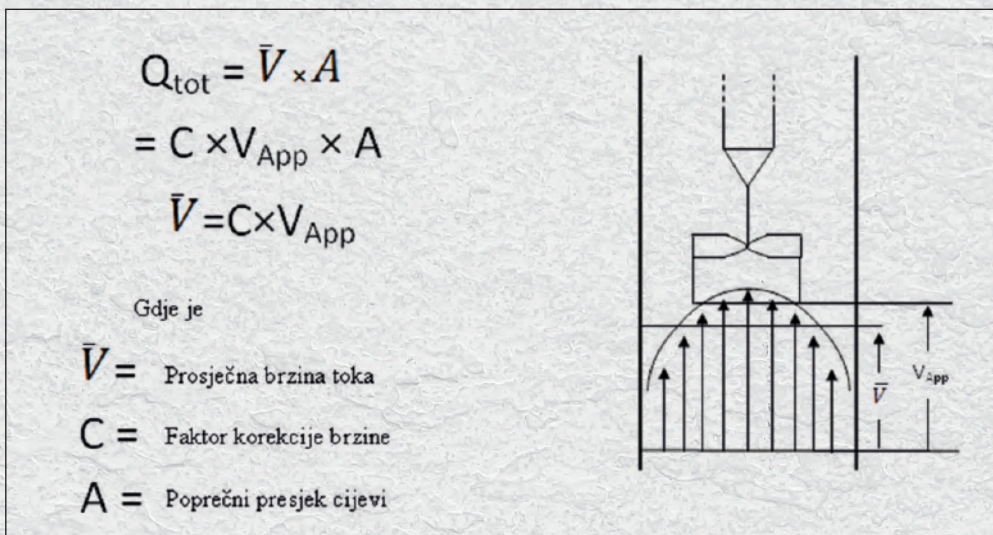
1. Udjele pojedinih faza
2. PVT karakteristike
3. Količine protoka fluida
4. Brzine protoka fluida i
5. Prividnu brzinu protoka fluida

Udjeli pojedinih faza (eng. Holdups)

Definicija Udjela je postotak poprečnog presjeka površine cijevi koju promatrana faza zauzima. Sondama za mjerenje udjela cilj je mjerenje gustoće fluida ili udjela u mješavini. One su neophodne kada se mjeri bilo koja mješavina fluida u bušotini. Sonde za mjerenje udjela su:

1. Fluid Density
 - Gradiomanometer
 - Nuclear fluid densitytool
2. Holdup
 - Capacitance
 - Gas Holdup Tool
 - Multi-SensorArrayTools

Jedna faza ne zahtijeva Holdup mjerenje, 2 faze zahtijevaju 1 Holdup alatku, a 3 faze zahtijevaju 2 Holdup alatke. Faze su u bušotinskim uvjetima. Pošto se u ovom slučaju radilo o mjerenju utisa plina (dakle jedne faze), nije bilo potrebno koristiti ovu sondu.



Slika 3. Izračun protoka i prividnih protoka fluida

PVT karakteristike

Glavni razlog mjerenja tlaka je da bismo mogli točno procijeniti PVT karakteristike fluida. Temperatura u kombinaciji s Tlakom omogućava izračun PVT parametara. Osim toga, Temperatura detektira vrlo male ulaske fluida i njihov tok. To je jedina sonda u „stringu“ koja „vidi“ iza casinga, i stoga može detektirati channeling.

Mjerači brzine protoka (Flowmetri)

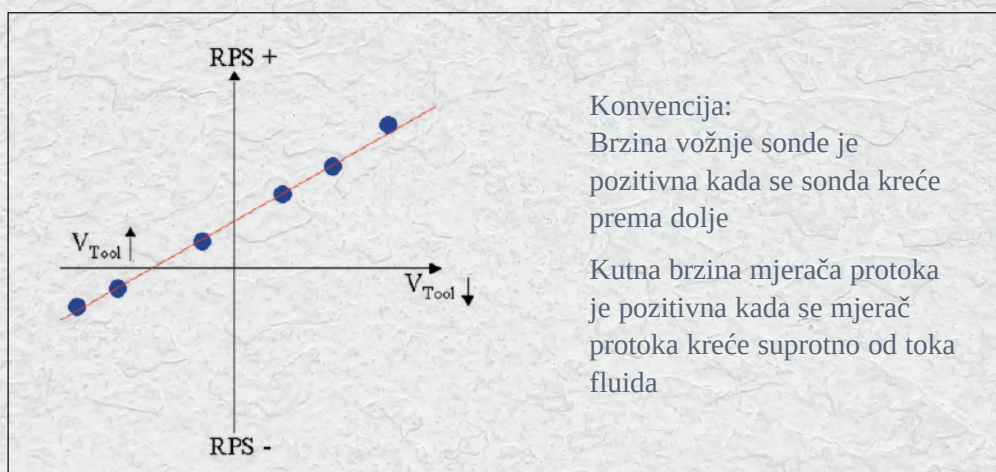
Oni su najjednostavnije, no opet najvažnije alatke pri ovim mjerenjima. Na temelju korištenja tih alatki definiraju se količine protoka fluida, brzine protoka fluida i njihova prividna brzina. Oni mjere RPS (brzinu okretanja mjeraca u vremenu), brzinu fluida i količine fluida. Iz tih mjerenja direktno izračunavamo ukupni protok Q_{Tot} .

Sonda mjeri brzinu toka u sredini cijevi. To daje vrijednosti veće od prosječne brzine toka. Stoga se uvodi korekcionni faktor C .

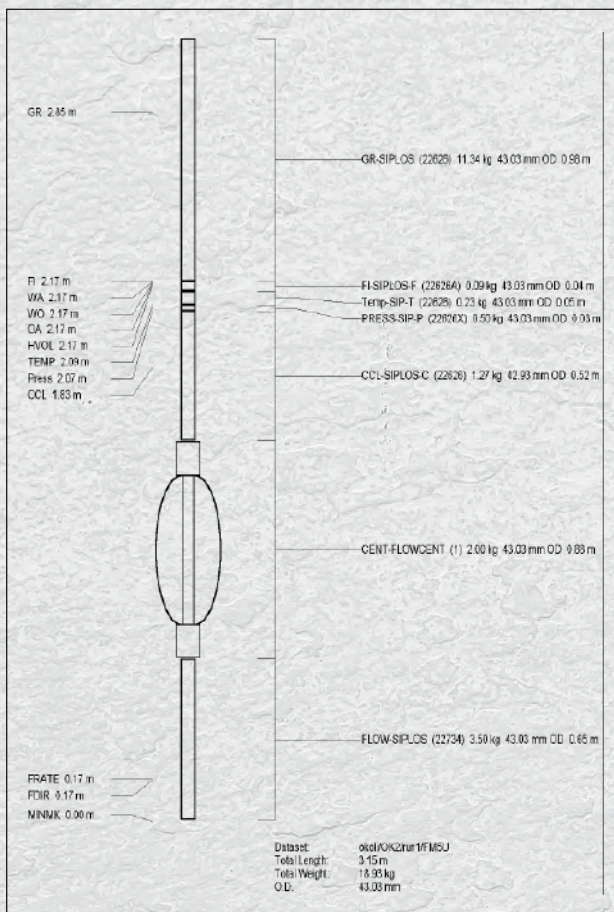
Pošto se Prividna brzina (V_{app}) računa iz brzine vrtnje mjeraca protoka, a kao što se vidi sa Slike 3 ona ovisi o brzini kretanja sonde i brzine protoka fluida, mjerenje se obavlja vožnjom sonde prema gore i prema dolje s bar 4 različite brzine. Prividna brzina se izračunava kao presjek x -osi i linije dobivene spajanjem točaka mjerenja.

2.2. Izvođenje mjerenja

Mjerenja su obavljena u periodu od 8. 8. 2011. do 23. 9. 2011. Ovaj termin je izabran stoga što je u tom periodu potrošnja plina najmanja, te se punjenje skladišta odvija u maksimalnim količinama. Redoslijed



Slika 4. Križni dijagrama brzine mjeraca protoka i brzine vožnje sonde



Slika 5. Tehničke karakteristike sonde Siplos kojom su vršena mjerenja

mjerenja je izabran tako da se krene s mjerenjima na bušotinama na zapadnoj strani polja, pa prema istočnoj strani polja.

Način izvođenja je bio da se bušotina zaustavi 24 sata prije mjerenja da bi se ostvarili statički uvjeti. Nakon mjerenja temperature i tlaka u statičkim uvjetima, bušotina je pokrenuta tako da bi se do sljedećeg dana ustabilila u maksimalnim mogućim količinama utiskivanog plina, a zatim nakon obavljenih mjerenja utisnog profila, količine utiskivanog plina su smanjene na 50% maksimuma i ponovljeno je mjerenje. Pod mjerenjem utisnog profila u dinamičkim uvjetima podrazumijeva se mjerenje temperature (T), tlaka (p) i mjeraca protoka (FM).

Primjer programa mjerenja:

1. U statičkim uvjetima potrebno je izmjeriti (24 h nakon prestanka utiskivanja):

T/dt/p/CCL 1800 – 1890 m

2. U dinamičkim uvjetima potrebno je izmjeriti (nakon stabiliziranja utisnih uvjeta):

FM/ T/dt/p/CCL (2x) 1800 – 1890 m

3. U statičkim uvjetima potrebno je izmjeriti (12 h nakon prestanka utiskivanja):

T/dt/p/CCL 1800 – 1890 m

Mjerenja u dinamičkim uvjetima potrebno je izvesti različitim brzinama vožnje kabla (brzine će odrediti nadzornik karotažnih mjerenja na licu mjesta ovisno o ostvarenim utisnim uvjetima) 4x prema gore i 4x prema dolje. Također je potrebno u dinamičkim uvjetima izvršiti stacionarna mjerenja (stop check) na dubinama **1825, 1848 m i 1880 m**. Vremena mjerenja statičkih temperatura i količine utiskivanja odrediti će projektant karotažnih mjerenja u suradnji s predstavnikom PSP Okoli ovisno o operativnim uvjetima na bušotini.

Tijekom mjerenja na pojedinoj bušotini ako je bilo ostvarivo utiskivanje ostalih zahtijevanih količina plina usmjeravano je u udaljenije dijelove skladišta (npr. ako je mjerena bušotina u zapadnom djelu skladišta utiskivati preostale količine u istočni dio, i obratno).

Mjerenja je izvodio Croscos, a korištena je sonda Siplos, koja ima potrebne karakteristike i omogućava izvođenje svih mjerenja u jednom spuštanju u bušotinu (Slika 5).

2.3. Tehnički problemi pri izvođenju mjerenja

Zbog specifičnosti obavljanog posla, pojavilo se i dosta tehničkih problema. Prvi od njih je uzrokovan vremenskim uvjetima i karakteristikama postrojenja. Naime, zbog visokih temperatura (u prosjeku 37°C) i opterećenja kompresora pri ostvarivanju maksimalnih količina utisa dolazilo je do ispadanja pojedinih kompresora iz rada uslijed pregrijavanja. Iz tog razloga su mjerenja počinjala s prvim svitanjem, već u 5 sati da bi bilo moguće ostvariti zadano mjerenje.

Slijedeći problem je nastajao uslijed nečistoća nakupljenih u kanalu bušotine ispod perforacija. Naime, u tom „slijepom“ dijelu bušotine nakuplja se fluid koji sadrži i dosta nečistoća (uključujući i ulje). Pošto se sonda kalibrira u tom dijelu u kojem nema strujanja utiskivanog plina, u slučaju prisustva tih fluida, nečistoća (pogotovo ulje) se hvata za propeler mjeraca protoka, što direktno utječe na njegovu sposobnost vrtnje (tj. lijepi ga, i time onemogućava postizanje broja okretaja koji je odgovarajući za količinu utiskivanog fluida) (Slika 6).

Zbog toga su neka mjerenja morala biti ponavljana uz čišćenje sondi da bi se ostvarili optimalni



Slika 6. Izgled sonde po izlasku iz bušotine u kojoj postoji pomiješano ulje s vodom na dnu



Slika 7. Izgled sonde izvađene iz bušotine nakon instrumentacije (oštećen propeler)

rezultati. Tijekom kampanje dva puta je došlo i do kidanja kabla i pada sonde na dno bušotine s velike visine, no srećom nakon mnogo truda oba puta sonda je izvađena i uz zamjenu oštećenih dijelova mjerenja su nastavljena (Slika 7).

3. Analiza mjerenja

3.1. Uvod

PL analize su napravljene tehnikom stohastičke optimizacije. Tom tehnikom se model protoka uspoređuje sa svim dostupnim podacima i poboljšava dok se ne dobije najbolja podudarnost. Usporedba modela i podataka je prikazana u ovoj analizi i prikazuje preostalu razliku. Ta razlika može nastati zbog nedostatka mjernih sondi te parametara ili uvjeta (režim protoka) koji izrađeni empirijski model čine manje primjenjivim.

Režim protoka se određuje direktno iz količina protoka i udjela pojedinih faza prema Dukler-Taitel analitičkom modelu.

Vrijednosti korištene za izračun prosječnih efektivnih brzina fluida iz prividnih brzina temelje se na Reynolds-ovom broju i izračunavaju se iz faznih brzina i faznih svojstava.

Analiza se izvodi u pet koraka:

1. priprema podataka za filtriranje, izračun gradjenata i procjena greške
2. analiza mjerača protoka za izračun prividne brzine
3. odredba profila za identifikaciju proizvodnih zona
4. izračun količina protoka
5. izračun količina fluida u površinskim uvjetima.

U izvještaju su za svaki korak analize dani ulazni parametri i pregled rezultata.

3.2. PVT uvjeti

Korištena je Craft&Hawkins korelacija. Vrijednosti P_c i T_c su računane korištenjem Brown et al. korelacije. Za proračun otopljenog plina korištena je Wickert Aziz korekcija. Viskoznost plina je determinirana korištenjem Lee Gonzales Eakin korelacije.

3.3. Rezultati mjerenja

Na Slici 8 su prikazana obavljena mjerenja u jednoj bušotini u dva dinamička uvjeta (maksimalna moguća količina utisa plina).

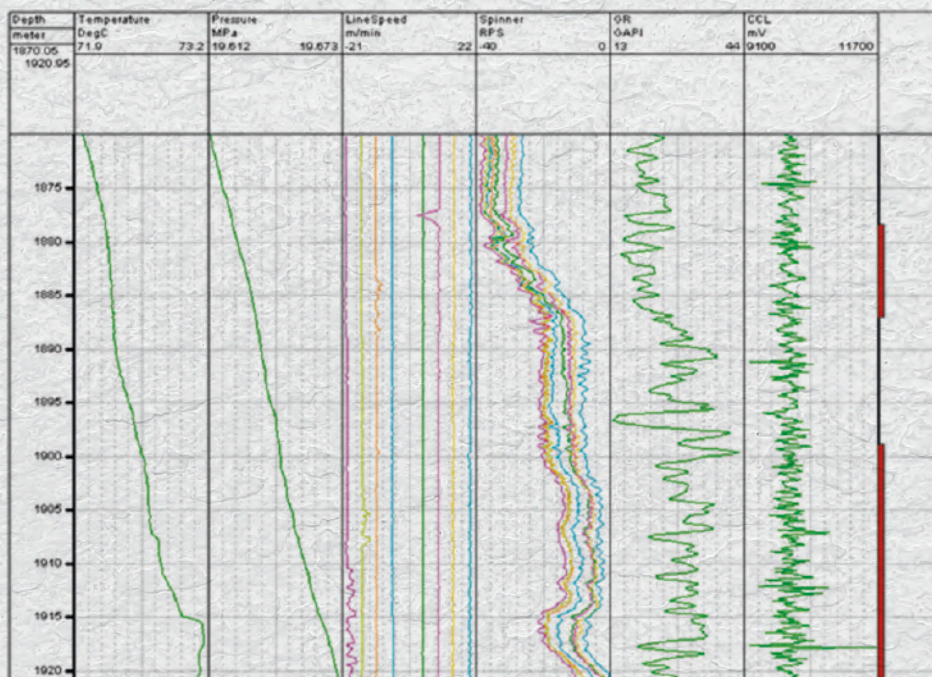
Na slikama su prikazane izmjerene krivulje temperature, tlaka, brzine vožnje kabla kojima su vršena mjerenja protoka fluida i njima pridružene krivulje izmjerenih brzina mjeračima protoka, te krivulje GammaRay (prirodna radioaktivnost) koja služi

dubinskoj korelaciji s dijagramima izmjerenim u nezacijevljenom kanalu bušotine i CCL (Casing-collarlocator) koji promjenama u količini metala detektira spojnice kolone, te služi dubinskoj korelaciji s dijagramima izmjerenim u zacijevljenom kanalu bušotine.

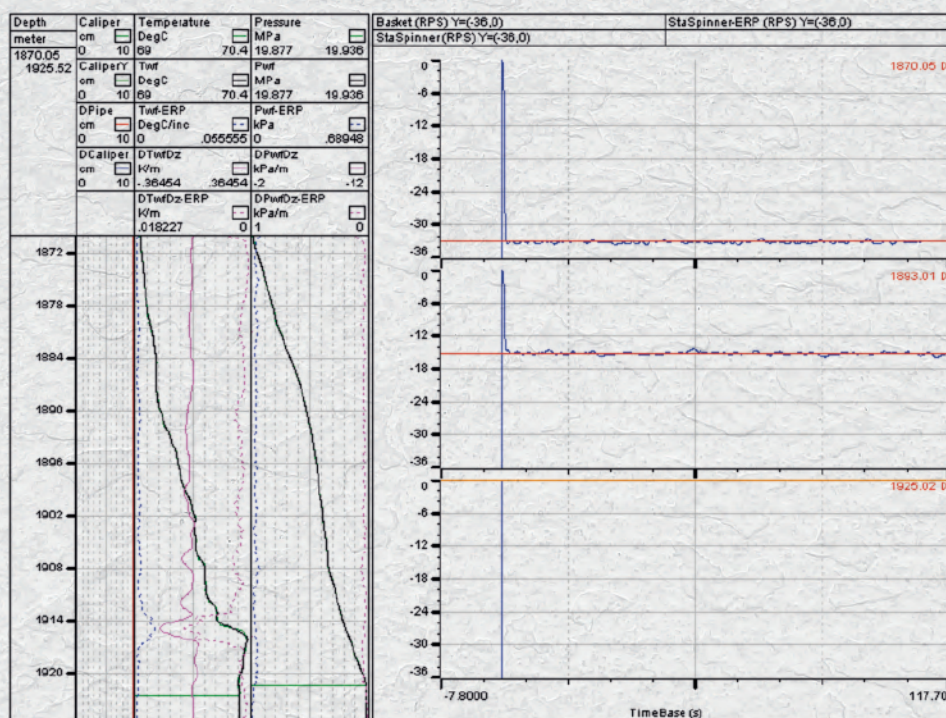
U zadnjoj koloni prikazane su perforacije kolone zaštitnih cijevi na bušotini, tj. dijelova bušotine u kojima se očekuje utis fluida u ležišta kroz perforacije.

3.4. Obrada podataka

Prije same analize, podaci mjerenja se filtriraju. Za temperaturu i tlak računaju se gradijenti. Imena krivulja su DTwfDz (temperaturni gradijent) i DPwfDz (gradijent tlaka). Svako izlaznoj krivulji je pridružena krivulja procjene pogreške, koja se označava ekstenzijom -ERP (Slika 9). Na slici su također prikazana stajališna mjerenja obavljena mjeracima protoka sa pripadajućim dubinama.



Slika 8. Ulazne krivulje izmjerene u bušotini



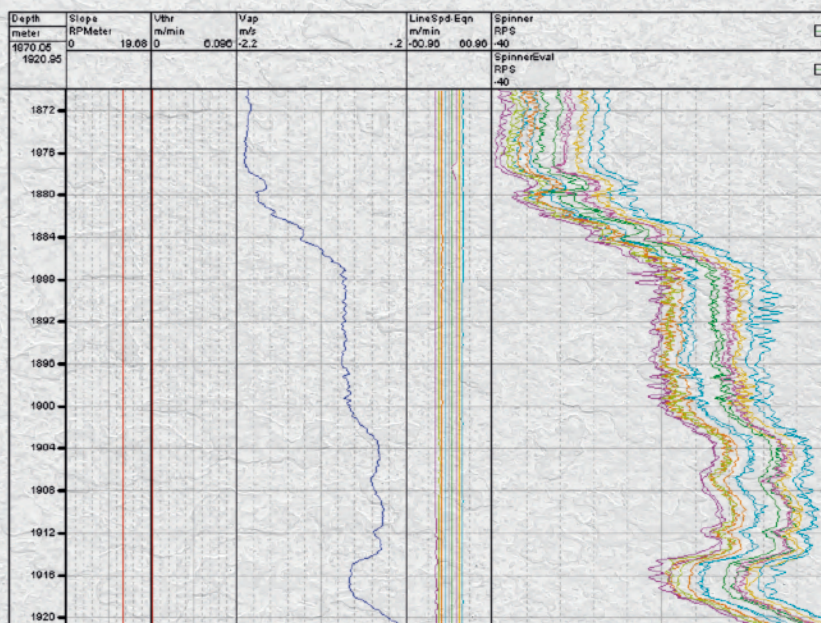
Slika 9. Predprocesiranje

3.5. Računanje prividne brzine

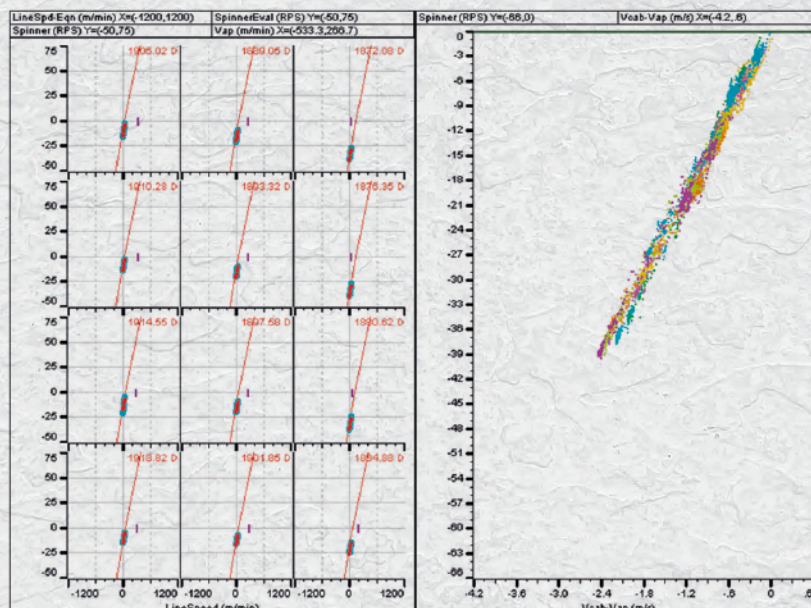
Analizom mjerača protoka izračunata je prividna brzina za svaku dubinu. Slika 10 prikazuje usporedbu izmjerenih podataka mjerača brzine i vrijednosti mjerača protoka izračunatih za svaku brzinu vožnje kabla. Svako mjerenje različitom brzinom mjerenja prikazano je drugačijom bojom. Izmjereni podaci prikazani su punom linijom, a izračunate vrijednosti točkastom. Pri dobroj kalibraciji pune i točkaste linije se trebaju poklapati.

Na Slici 11 prikazana je kvaliteta podataka i kalibracija. Križni dijagrami s lijeve strane prika-

zuju usporedbu izmjerenih podataka i izračunatih vrijednosti na određenim dubinama (u ovom slučaju dubine stajališta). Plave točke su izmjereni podaci, dok crvene točke i linije predstavljaju izračunate vrijednosti, korigirane za faktor zaostajanja. Na križnom dijagramu s desne strane prikazani su svi podaci mjerača protoka (svaka brzina drugom bojom). Da bi se moglo usporediti podatke, brzina kabla je korigirana za prividnu brzinu fluida. Dobra kalibracija rezultira time da su točke podataka grupirane uzduž ravne linije. Podaci koji odstupaju mogu se ukloniti da se dobije što kvalitetniji rezultat.



Slika 10. Mjerači protoka s pripadajućim brzinama mjerenja i prividnom brzinom



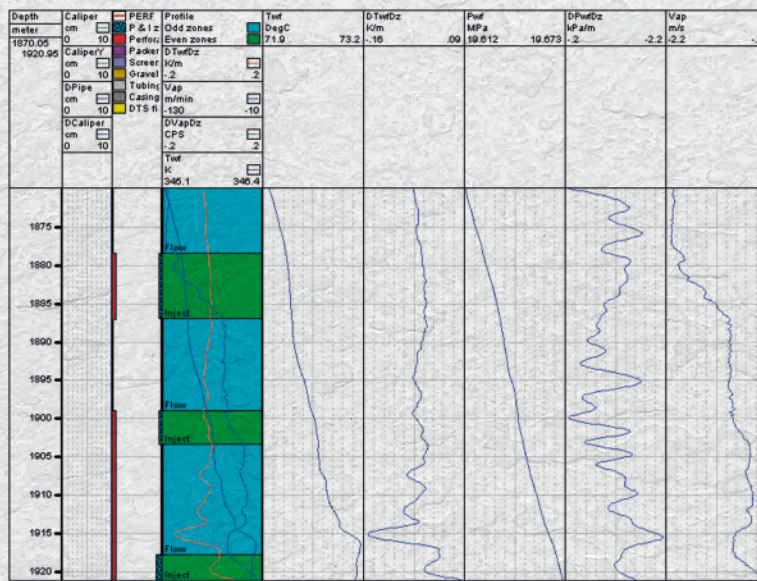
Slika 11. Kalibracija mjerača protoka

3.6. Određivanje profila protoka

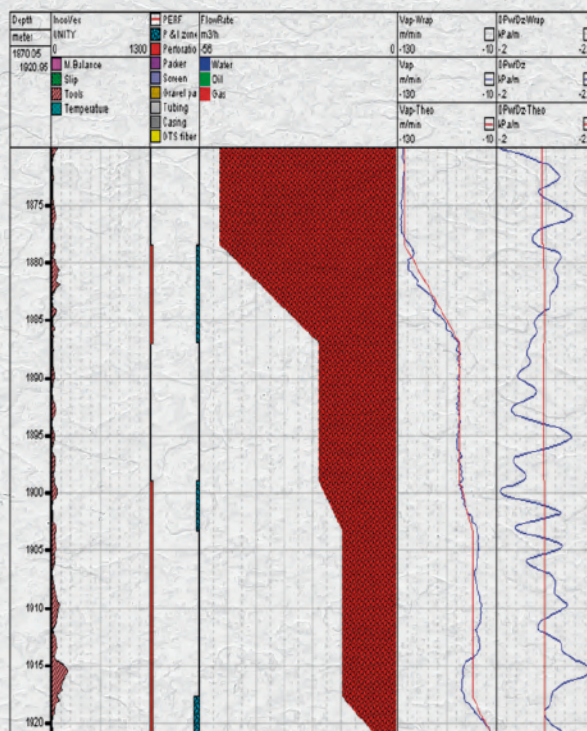
Na temelju ulaznih podataka, perforacija, temperaturnog gradijenta i prividne brzine određuju se zone u koje se utiskuje fluid i one gdje postoji samo protok fluida kroz bušotinu. Ovaj korak analize najviše ovisi o interpretatoru, pošto je potrebno iz krivulja Vap (prividna brzina fluida), DTwfDz (temperaturni gradijent) i DPwfDz (gradijent tlaka) odrediti zone u koje ulazi fluid. Pogledom na Sliku12 vidljivo je da zone utisa (inject) nisu iste kao perforacije (crveno označene). Slika prikazuje ulazne podatke i zone proizvodnog profila.

3.7. Određivanje količina protoka

Kvantitativna količina protoka određena je usporedbom modela protoka u bušotini sa svim raspoloživim podacima. Nakon procesiranja dobiveni su podaci utisnutog fluida preračunati na površinske uvjete (Slika 13). Na slici je prikazana usporedba modela protoka s izmjerenim podacima. Izmjereni podaci su prikazani plavom linijom, a izračunate vrijednosti crvenom. Normalno je očekivati manja odstupanja pri mjerenim podacima. Velika odstupanja ukazuju na probleme s podacima, nesuglasnosti među parametrima ili uvjetima koji čine empirijski model neodgovarajućim.



Slika 12. Određivanje profila protoka



Slika 13. Injektivni profil u bušotinskim uvjetima

Pri tome je bitno uočiti poklapanje između krivulja Vap (izmjerena prividna brzina fluida) i Vap-Theo (teoretska krivulja brzine protoka izračunata iz količina utisnutog fluida pri bušotinskim uvjetima). Ako postoji odstupanje među njima, znači da je model krivo postavljen. Na desnoj strani su prikazani režimi protoka. U prijelaznim zonama može egzistirati nekoliko režima naizmjenično.

Na lijevoj strani su prikazane inkoherencija (uključuje ograničavajuće faktore sonde, smanjenje brzine protoka uz stijenku bušotine i materijalni balans), zatim udjel faze u poprečnom presjeku bušotine, perforacije i injektivne zone i količina protoka za injektiranu fazu u bušotinskim uvjetima.

3.8. Količine protoka u površinskim uvjetima

Grafički prikaz injektivnog profila uspoređenog s petrofizikalnom analizom bušotine je prikazan na Slici 14. Krivulja Q plina je ukupna količina injektirana u bušotinu preračunate u površinske uvjete. Krivulja Qplina je parcijalna injektirana količina po intervalima preračunata u površinske uvjete.

Na ovoj bušotini maksimalne utisnute količine plina su bile 210 m³/dan. Iz podataka u tablici 1 vidljivo je da plin ulazi najvećim dijelom u najgornje perforacije (ležište a1, dubina 1878,5-1887,0 m), 118 m³/dan (izraženo u postotcima 56,2%). Ležište a2 je perforirano u intervalu 1899,0-1930,0 m, no mjerenjem i analizom je utvrđeno da se plin utiskuje samo

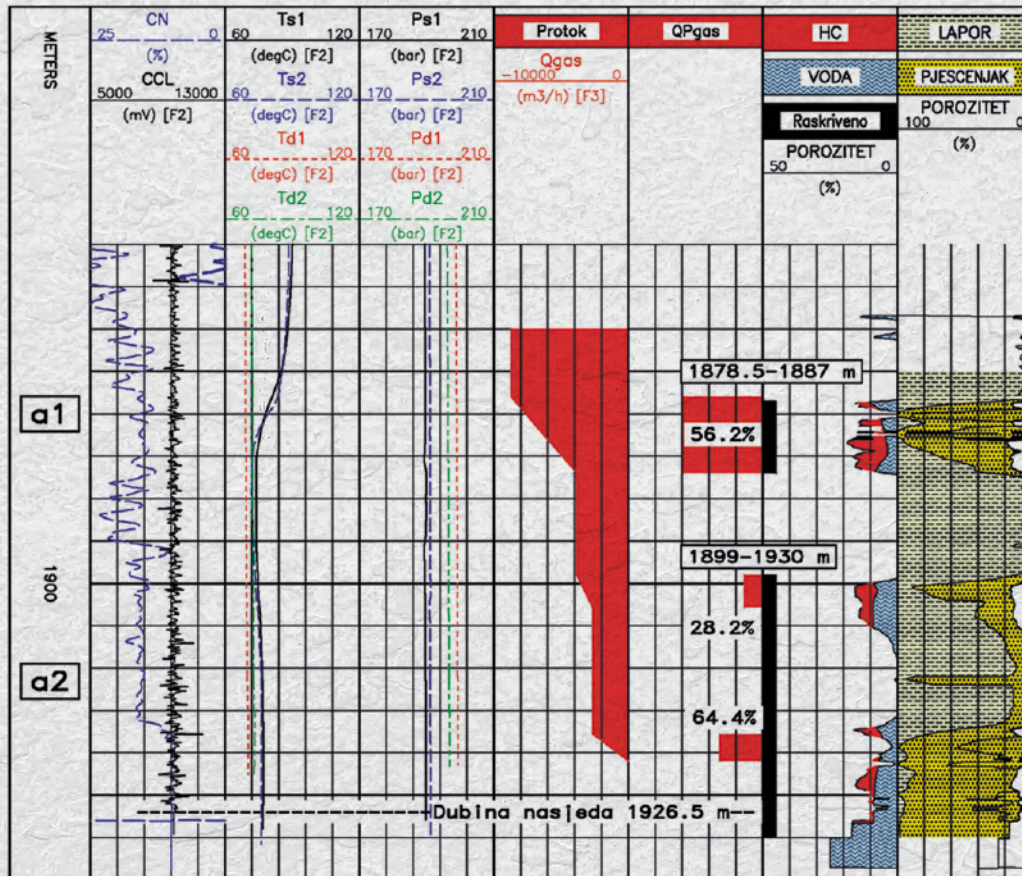


u dijelove ležišta na dubinama 1899,0-1903,0 m (28,2 m³/dan ili 13,4%) i 1918,0-1921,0 m (64,4 m³/dan ili 30,7%). No stvar postaje jasna upravo usporedbom analize utisnog profila s petrofizikalnom analizom – **upravo u tim intervalima su najčišći dijelovi ležišta, s najvećim porozitetom.**

Takvi rezultati ostvareni su i na ostalim bušotinama, te je za svaku napravljena analiza utisnog profila u dva uvjeta, i iz njih izračunate količine i postotci plina utisnutog u određene dijelove ležišta.

Tablica 1. Injektirane količine po intervalima u površinskim uvjetima

Dubina		Profil	Qplina	%	Qpplina
metara			km ³ /d		km ³ /d
Površina	1870.03	Protok	-210		0
1870.03	1878.28	Protok	-210		0
1878.28	1887.01	Injektiranje	-210	56.2	-118
1887.01	1899.11	Protok	-92.7		0
1899.11	1902.87	Injektiranje	-92.7	13.4	-28.2
1902.87	1917.80	Protok	-64.4		0
1917.80	1920.95	Protok	-64.4	30.7	-64.4
1920.95	Dno	Dno bušotine	0		0



Slika 14. Analiza injektivnog profila u bušotinskim uvjetima uspoređenog s petrofizikalnom analizom

Zaključak

U svrhu stjecanja uvida u kolektorska svojstva, tj. sposobnost pohranjivanja i proizvodnje plina po pojedinim ležištima ovisno o njihovom položaju unutar polja za ležišne strukture a_1 , a_2 i a_3 Podzemnog skladišta plina Okoli napravljena je kampanja mjerenja utisnih profila na 9 izabranih bušotina. Na svakoj bušotini su obavljena mjerenja u statičkim uvjetima (tlak i temperatura) te u dva dinamička uvjeta (mjerenja brzina protoka, tlaka i temperatura). Iz tih podataka napravljene su analize utisnih profila u dva uvjeta te su iz njih izračunate količine i postotci plina utisnutog u određene dijelove ležišta.

Te analize su dale odgovore o sposobnosti primanja utisnutog plina u pojedina ležišta podzemnog skladišta plina te je za svaku napravljena analiza utisnog profila.

Za potpunu karakterizaciju podzemnog skladišta, slijedeći korak je obavljanje ovih mjerenja i u fazi proizvodnje plina, čime bi se u potpunosti definirale karakteristike skladišnog prostora (Q i propusne sposobnosti k za pojedina ležišta).

Literatura

- Smolen, J. J., Cased Hole and Production Log Evaluation, PennWell Publishing Company, Tulsa, OK, USA, 1996.
- Bateman, R. M., Cased-hole Log Analysis and Reservoir Performance Monitoring, IHRDC, Boston, MA, USA, 1985.
- Interpretative Software Products, PLATO V5.0 Reference Guide – Production Logging Analysis Tool, 2011.
- Western Atlas, Logging Services, Services Catalog, Technique of Production Logging Analysis, 1997.
- Schlumberger, Reservoir and Production Fundamentals, 1980.
- O. Serra, Fundamentals of Well Log Interpretation, Amsterdam, Netherlands, 1984.
- Sečen, J., Razrada ležišta ugljikovodika, Zagreb, 2002.
- Sečen, J., Racionalno vođenje razrade i iskorištavanja ležišta ugljikovodika, skripta, Zagreb, 2002.
- INA d.d.:Fond stručne dokumentacije, SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, Zagreb



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 razlivenih 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

ISTRAŽIVANJE I PROIZVODNJA NAFTE I PLINA

Više od 70
godina iskustva

