

Tomislav Malvić

UDK: 547.91:620.9(497.526)
Izvorni znanstveni članak
Rukopis prihvaćen za tisak: 16. 12. 2015.

BJELOVARSKA SUBDEPRESIJA KAO PROSTOR S KONVENCIONALNIM I NEKONVENCIONALNIM LEŽIŠTIMA UGLJIKOVODIKA TE GEOTERMALNOM ENERGIJOM

Sažetak

Bjelovarska subdepresija, kao geološki određen prostor, sadrži – uz dokazane rezerve ugljikovodika – i njihove potencijalne rezerve te rezerve geotermalne energije. Dan je pregled pridobivanja i uporabe takvih energenata, a zatim sastav, dubina i rasprostranjenost takvih ležišta u dijelovima gdje su istraživana i pretpostavljena. Geotermalno ležište izučavano je u prostoru mezozojskih karbonata te donjomiocenskih i srednjomiocenskih krupnih klastita u sinklinali Velika Ciglena, najvećoj pojedinačnoj strukturi u subdepresiji. Dokazano je postojanje termalne vode na dubinama od oko 2.500 m, no do danas nije privedena pridobivanju na površinu i uporabi bilo za proizvodnju struje bilo za grijanje. Nekonvencionalna ležišta također su pretpostavljena u tom istom prostoru, unutar gornjobadenskih, sarmatskih i donjopanonskih matičnih stijena, koje su dostigle termalnu zrelost. No, takvih ležišta, posebice plina, moglo bi se naći i na rubu subdepresije, u Bilogorskoj zoni, unutar struktura gdje nisu dokazana konvencionalna ležišta ugljikovodika (Cremušina, Gakovo), no opažene su pojave plina i nafte u slabopropusnim pješčenjacima gornjega miocena.

Ključne riječi: Bjelovarska subdepresija; neogen; geotermalna energija; ugljikovodici; nekonvencionalna ležišta.

1. UVOD

Danas je općeprihvaćen stav da „era“ dominacije fosilnih goriva sigurno neće završiti u sljedeće dvije ljudske generacije. Naravno, pri tomu će se sve više povećavati udjel „obnovljivih“ izvora energije, no bez početnog, često i nekritičkog, forsiranja, čak i u slučajevima kada je njihovo stavljanje u proizvodnju i uporabu financijski bilo znatno skuplje i kad je zahtijevalo veliku količinu fosilnih goriva da bi se uopće takvi izvori priveli korisnoj uporabi. U bogatijim zemljama, koje su se prošloga sto-

ljeća odlučile za veći udjel obnovljive energije, otprilike polovicom stoljeća, njihov udjel mogao bi dosegnuti 20 – 30% u ukupnoj proizvodnji energije. Također, tamo je rast udjela takvih izvora energije podržan i odgovarajućom poreznom politikom i poticajima, a s dvojakim ciljem: (a) s ciljem zaštite lokalnog okoliša (grada, pokrajine) i (b) ispunjavanja obveza zemlje u smanjivanju emisija u atmosferu, a prema međunarodnim sporazumima.

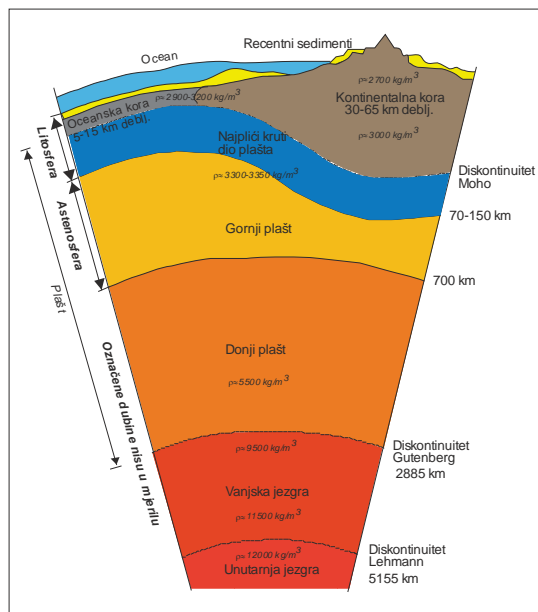
Općenito je uporaba fosilnih goriva postala dominantna u XIX. stoljeću, s ugljenom kao primarnim izvorom. Stoljeće kasnije tu ulogu preuzela je nafta, najprije samostalno, a zatim zajednički s prirodnim plinom. Fosilna goriva svoje ime zahvaljuju podrijetlu, tj. nastanku od mnoštva fosilnih organizama koji su nakon uginuća i uvenuća prošli pretvorbu u tvari koje sadrže veliku i lako oslobodivu specifičnu energiju po jedinici volumena (tzv. toplinska vrijednost). Svako od fosilnih goriva prošlo je ponešto drugačiji put pretvorbe od organske tvari do gorive stijene ili fluida. Kod ugljena to je posljedica pougljenjivanja, tj. karbonizacije, kao procesa koji je uslijedio nakon taloženja velikih količina kopnene biljne tvari u svježim vodenim okolišima. Najprije je uslijedio nastanak treseta, zatim raznih stupnjeva ugljena sa sve manje vlage i više ugljika (lignita te smeđeg i kamenog ugljena), a ponekad i antracita. Podrijetlo ugljika u ugljenu vrlo je rijetko povezano s organskom tvari životinjskog podrijetla. Prevladava biljna tvar u kojoj ponekad mogu biti očuvane okamine bilja (lišća), pa i životinja koje su ugibale ili upadale u močvare ili tresetišta u kojima se odvijala karbonizacija.

Međutim, podrijetlo ugljikovodika nešto je složenije, jer u njemu redovito sudjeluje i organska tvar životinjskog podrijetla, poglavito zooplankton, iako biljna tvar (fitoplankton, alge, kopneno bilje) preteže. I tu je pretvorba postupna i odvija se tijekom dijageneze, katageneze i metageneze, uglavnom povećanjem temperature u intervalu 60 – 150 °C uz uvjet da je okoliš anaeroban (tj. s manje od 0,2 mg/l O₂). Treba spomenuti kako „suhi“ ugljikovodični plin (metan) može nastati i na još jedan način, i to relativno plitko, do nekoliko stotina metara dubine. On može biti proizvod života, hranjenja i razgradnje specifičnih bakterija (domena *Archaea*). Takav plin naziva se biogenim zbog bakterijskog podrijetla i nastaje također u anoksičnim uvjetima.

Geotermalna energija ima dvojako podrijetlo. Dio nje „relikt“ je iz vremena stvaranja planeta, njegovih prvih 10 – 20 milijuna godina, kada je Zemlja poprimila sferni oblik i ljuskavu strukturu koja je dijelom priječila konvekciju topline iz jezgre prema površini. Drugi dio potječe iz procesa radioaktivnog raspada radioaktivnih izotopa, najvećim dijelom ponovno u jezgri, prilikom kojega se razvija zračenje u obliku toplinske energije. Iako taj proces nije beskonačan, zbog velikog vremena poluraspada izotopa urana i torija te velike količine tih elemenata dostupnih u nebularnom oblaku, on još uvijek traje i trajat će sve dok po-

znajemo Sunce kao žutog patuljka. Na površinu dopijeva u zonama velikih geoloških procesa i promjena, naprimjer u zonama širenja (engl. *rifting*), subdukcije i vulkanizma, kao i dubokim rasjedima koji toplinske tokove na dubinama od nekoliko kilometara dovode bliže površini, na dubine dostupne za duboko bušenje. Zanimljivo je da se danas geotermalna energija može koristiti i u obliku vruće vode, ali i vodene pare, ovisno o izvedbi prijenosnika topline. Spuštanjem kroz stjenovitu koru (slika 1) temperatura raste ovisno o regionalnom temperaturnom gradijentu. Taj porast kreće se u granicama 17 – 30 °C po kilometru i tu dolazi do zagrijavanja, ponajprije vode kojom su stijene pretežito zasićene. U plaštu su temperature znatno više (650 – 1.250 °C), a to posebice vrijedi za jezgru, čija bi temperatura u središtu Zemlje teorijski mogla dosegnuti oko 6.000 °C. Konvekcija topline iz jezgre i kroz plašt stvara iznimne sile koje se javljaju ispod litosfere, tj. kore kao njezina gornjega dijela, i razlog je postojanja tektonike ploča. Dio te topline, kao magma, prodire na dodirima ploča, no veći dio ostaje „zarobljen“ ispod ploča tvoreći golemo ležišta magme. Ona vrlo rijetko erumpiraju kao supervulkani, no uglavnom prolaze polagano hlađenje (na skali $10^3 - 10^6$ godina) stvarajući tako povišeni geotermalni gradijent iznad njih. Posljedica mogu biti brojne geotermalne pojave i izvori.

Danas su vrlo točno procijenjene rezerve svih vrsta fosilnih goriva, kako u svijetu, tako i po pojedinim zemljama i geološkim provincijama. Tako su ukupne prido-



Slika 1. Presjek kroz Zemlju [Malvić, 2014., u tisku]

bive rezerve uvećane za više od 3% u 2011. godini, te dostižu 1.040×10^9 tona, što bi, uz trenutačnu proizvodnju, dostajalo za sljedeće 142 godine [<http://www.worldcoal.org/coal-most-abundant-fossil-fuel>; pristupljeno 21. studenoga 2015.]. Treba spomenuti kako današnja tehnologija, posebice u termoelektranama, znatno smanjuje emisiju ugljikova (IV)-oksida i drugih plinova za oko 30 – 40%. Dokazane rezerve ugljikovodika iznose više od $239,8 \times 10^9$ tona nafte i oko $187,1 \times 10^{12}$ m³ plina [<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>; pristupljeno 21. studenoga 2015.]. Uz današnju razinu potrošnje, takve bi rezerve mogle potrajati 52,5 godina (za naftu) i 54,1 godinu (za plin). Nadalje, neki računi iskazuju kako geotermalne energije ima 50.000 puta više od energije u pridobivim rezervama nafte i plina.

Uporaba svih goriva, a osobito fosilnih, povezana je s različitim vrstama i stupnjem onečišćenja okoliša. Lokalno onečišćenje najveća je prijetnja kod uporabe fosilnih goriva, i to uglavnom kod njihova transporta (nafta) te izgaranja (ugljen, nafta i plin). Međutim, dok su te tvari u ležištu, one su, naravno, neškodljive, osim kod povremenih prirodnih izvora, što je najčešće kod nafte, no i tada u jako ograničenim granicama. Nadalje, velike količine ugljikovodika nisu nikada ni došle u ležišta ili se nalaze u ležištima iz kojih se, iako je cijena crpljenja isplativa, ne proizvode zbog znatno nižih troškova uvoza negoli proizvodnje. Takva ležišta nazivaju se nekonvencionalnim i, iako postoje u cijelom svijetu, koriste se samo u manjem broju država, gdje energetska politika naglašava energetske neovisnost. Primjer su SAD i Kanada. Crpljenje iz takvih ležišta znatno je lakše u slučaju plina, koji je puno pokretljiviji negoli nafta. Međutim, u područjima gdje postoje dublja ležišta ugljikovodika, a posebice ona nekonvencionalna u matičnim stijenama, vrlo je često moguće otkriti i duboke geotermalne pojave. Poveznica je vrlo jaka, jer tamo gdje su matične stijene postale zrele i generirale naftu, a posebice „suhi“ plin, i temperatura stijena morala je tijekom duljeg vremena prijeći 100 °C, što znači da su se i drugi fluidi u okolnim stijenama morali zagrijati na tu ili veću temperaturu. A daleko najčešći fluid u stijenama litosfere jest voda.

2. SPECIFIČNA ENERGIJA FOSILNIH I UPORABA GEOTERMALNIH IZVORA

Kako bi se fosilna goriva mogla staviti u odnos s drugim izvorima energije, najvažnija varijabla u takvoj ocjeni jest njihova specifična energija (odnosno teorijska toplinska vrijednost). Druga važna varijabla jest mogućnost i broj vrsta uporaba te energije, bilo izvorno bilo uz pretvorbu.

2.1. Fosilna goriva

Uz spomenute ugljen, naftu i plin, postoje još neki rjeđi tipovi poput površinskih stijena bogatih ugljikovodicima (krutina), odnosno bitumena, asfalta, katranskih pješčenjaka, ali i metanskih hidrata na dubokim morskim dnima. Sve takve krutine svrstavaju se u nekonvencionalna ležišta ugljikovodika, jer su količine nafte i plina koje se mogu iz njih pridobiti puno manje po jedinici volumena, stoga su često i novčano neisplativa, s obzirom na činjenicu da postoje puno veće količine istih tvari dostupne u konvencionalnim ležištima čija je cijena pridobivanja obično 2 – 3 puta niža.

2.1.1. Specifične energije ugljena i nafte

Uporaba svakoga goriva ovisi o njegovoj specifičnoj energiji. Ugljen je vrlo raznolika krutina s nekoliko tipova s obzirom na stupanj karbonizacije, pa i litotipski (maceralni) sastav. Kao prosječna vrijednost ugljena upotrebljava se 24 MJ/kg. Po vrstama raspon vrijednosti jest sljedeći: (a) antracit i kameni ugljen (s više od 85% C) doseže 35,5 MJ/kg, (b) smeđi ugljen (75 – 85% C) do 34 MJ/kg, (c) lignit (60 – 75% C) do 28,5 MJ/kg, (d) treset (manje od 60% C, različite stupnjevi vlažnosti) 6 – 15 MJ/kg. Jednostavnim računom može se izračunati koliko je „prosječnog“ ugljena potrebno za rad (žarulje) snage 100 W po satu tijekom jedne godine. Vrijedi da je 1 kW = 3,6 MJ. „Prosječni“ ugljen ima 24 MJ/kg te može stvoriti 6,67 kW/kg. Ako se pretpostavi termodinamička iskoristivost termoelektrane od 30%, tada se dobiva (6,67 kW/kg = 2 kWh/kg). Znači, potrošač (npr. žarulja) od 100 W potrošit će tijekom jedne godine (x 24 sata x 365 dana) 876 kWh. Ako se oni preračunaju u težinu „prosječnog“ ugljena (876 kWh / 2 kWh po 1 kg ugljena), to je 438 kg ugljena na godinu. Glede nafte prosječna je vrijednost specifične energije veća i iznosi 45 MJ/kg. Svaka od glavnih frakcija ima ponešto drugačije vrijednosti koje se smanjuju prema težim ugljikovodicima. Tako gazolinska frakcija (C₄ – C₁₂) ima 44,4 – 47,5 MJ/kg, kerozin (C₆ – C₁₆) 43 – 46 MJ/kg, a dizel (C₈ – C₂₅) 45 MJ/kg. Ako se ponovi gornji izračun za potrošača od 100 W tijekom 1 godine, dobiva se potreba za 234 kg nafte s prosječnom specifičnom energijom.

2.1.2. Specifična energija ugljikovodičnih plinova

Specifična energija (toplinska vrijednost) ugljikovodičnih plinova razlikuje se po komponentama. Za metan (CH₄) ona je 50,0 – 55,5 MJ/kg, za etan (C₂H₆) 47,8 – 51,9 MJ/kg, za propan (C₃H₈) 46,4 – 50,4 MJ/kg i za butan (C₄H₁₀) 45,8 – 49,5 MJ/kg. Nadalje, vrijednosti su biogoriva niže, npr. metanol (CH₃OH) 22,7 MJ/kg i etanol (C₂H₅OH) 29,7 MJ/kg. Tu se može javiti i paradoks da u nekim uvjetima proizvodnja

biogoriva zahtijeva više energije od one koja se njime dobiva. Naprimjer, dobivanje 1 kg etanola može utrošiti i do 46 MJ/kg, a energija u toj masi iznosi 29,7 MJ/kg.

2.2. Geotermalna energija

Nekoliko je vrsta izvora energije danas svrstano u obnovljive, iako – strogo fizički gledajući – nijedan od njih nije takav već samo ima vrlo dug vijek trajanja zbog (a) prirodne obnove svoje energije na skali geološkoga vremena razine serije, sistema i eratemala te (b) iznimno velikih količina dostupnih u svakom trenutku na razini planeta ili čak Sunčeva sustava.

2.2.1. Jednadžbe za pretvorbu topline

Geotermalna ležišta uglavnom su površinska ili plitka dubinska manifestacija konvekcijskog toplinskog toka. Njegov uzrok može biti ekstenzija, subdukcija, postojanje magmatskog tijela ili vulkana. Time se voda ili zagrijava ili pretvara u paru i ta se energija širom svijeta koristi kao geotermalna, bilo izravno bilo pretvorbom. Godine 2007. energetski kapacitet svih takvih instalacija bio je 28 GW. Zanimljivo, taj oblik energije može se upotrebljavati ili izravno kao fluid ili preko razmjenjivača topline u teoriji sve dok ona ne poprimi prosječnu godišnju vrijednost na površini [npr. Golub et al., 2004.]. Specifična energija u slučajevima pare ili tekućine jest funkcija razlike temperature na ušću i razlike njezina snižavanja. Naprimjer, ako je prva vrijednost 150 °C i ona se snižava na ($\Delta T = 60$ °C), tada je specifična energija 1 kg pare gotovo 400 KJ [4]. Teorijski najveća energija [Golub et al., 2004.] koja se može dobiti iz tekućine glasi:

$$ES = (CPGF \cdot \Delta T) / (2 \cdot T_0) \quad (1)$$

Takva specifična vrijednost za paru računa se prema:

$$ES = I''_{GF} \cdot (1 - T_0/T_{GF}) + ((CPGF \cdot \Delta T) / (2 \cdot T_0)) \quad (2)$$

gdje su:

E_s – specifična energija (KJ/kg);

c_{pgf} – specifična toplota geotermalnog fluida (KJ/kg K);

ΔT – temperaturna razlika između one ulaznog i one izlaznog fluida na mjestu razmjenjivača topline (K);

T_0 – pad temperature u utisnoj bušotini (K);

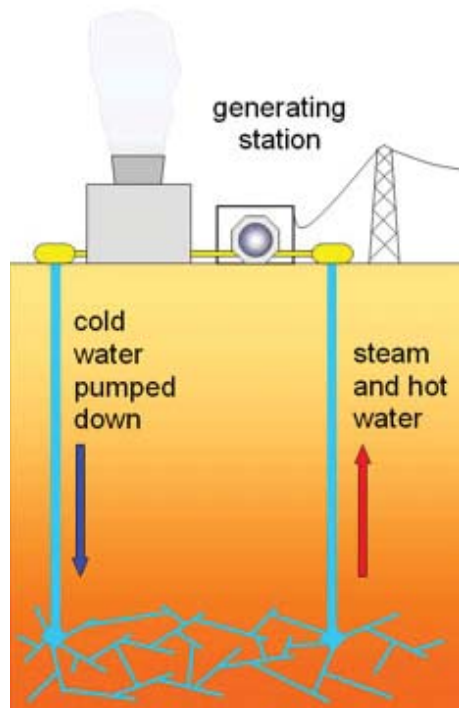
T_{gf} – temperatura geotermalnog fluida (K);

i''_{gf} – entalpija linije zasićenja parom (KJ/kg).

2.2.2. Pretvorba geotermalne energije u električnu energiju

Jedan od najzanimljivijih oblika iskorištavanja geotermalne energije jest proizvodnja električne energije (slika 2). Tu se rabe vruća voda ili para iz Zemlje za pokretanje generatora, uz ispuštanje ili vraćanje u dubinu tih istih fluida. Trenutačno se rabe tri osnovna tipa geotermalnih elektrana [npr. u Malvić & Špoljar, 2014.]:

- Rad uporabom suhe pare (engl. *dry steam*) – upotrebljava se iznimno vruća para, temperature iznad 235 °C, za izravno pokretanje turbina generatora. To je najjednostavniji i najstariji princip te se još uvijek primjenjuje jer je daleko najjeftiniji način stvaranja električne energije iz geotermalnih izvora.
- Načelo pada tlaka (engl. *flash steam*) – upotrebljava se vruća voda iz geotermalnih ležišta koja je pod visokim tlakom i na temperaturama iznad 182 °C. Crpljenjem vode iz tih spremišta prema elektrani na površini smanjuje se tlak, pa se vruća voda pretvara u paru (fazna promjena) kojom se pokreću turbine. Voda koja se nije pretvorila u paru vraća se natrag u ležište zbog ponovne uporabe. Većina modernih geotermalnih elektrana primjenjuje taj način rada.
- Binarni princip (engl. *binary cycle*) – voda koja se upotrebljava kod binarnog principa hladnija je od vode koja se rabi kod gornja dva mehanizma. Tu se vruća voda upotrebljava za grijanje tekućine koja ima znatno nižu temperaturu vrelišta od vode, a ta tekućina zatim isparava te pokreće turbine generatora. Prednost tog principa jest veća učinkovitost, a i dostupnost te brojnost takvih geotermalnih ležišta puno je veća negoli onih toplijih. Dodatna je prednost potpuna zatvorenost sustava jer se upotrijebljena voda vraća natrag u spremište, pa je gubitak topline smanjen, a gotovo da i nema gubitka vode. Većina novih geotermalnih elektrana koristit će se tim načelom rada.



Slika 2. Prikaz pojednostavnjenoga načela generiranja električne energije iz geotermalnih izvora [u: Velić, 2013.]

2.2.3. Uporaba geotermalne energije za grijanje i poljoprivredu

Drugi česti oblik iskorištavanje geotermalne energije jest grijanje. Island je država koja se najviše koristi svojim prirodnim položajem za iskorištavanje odnosne energije, prepuna je površinskih i dubinskih izvora vruće vode. Tamo se nalazi i najveći geotermalni sustav koji služi za grijanje, zahvaljujući kojemu se u islandskome glavnom gradu Reykjaviku gotovo sve zgrade griju geotermalnom energijom. Čak se 89% islandskih kućanstava grije na taj način. Geotermalna energija uvelike se iskorištava i u područjima Novog Zelanda, Japana, Italije, Filipina i nekih dijelova SAD-a, kao što je San Bernardino u Kaliforniji te u Boiseu, glavnom gradu države Idaho.

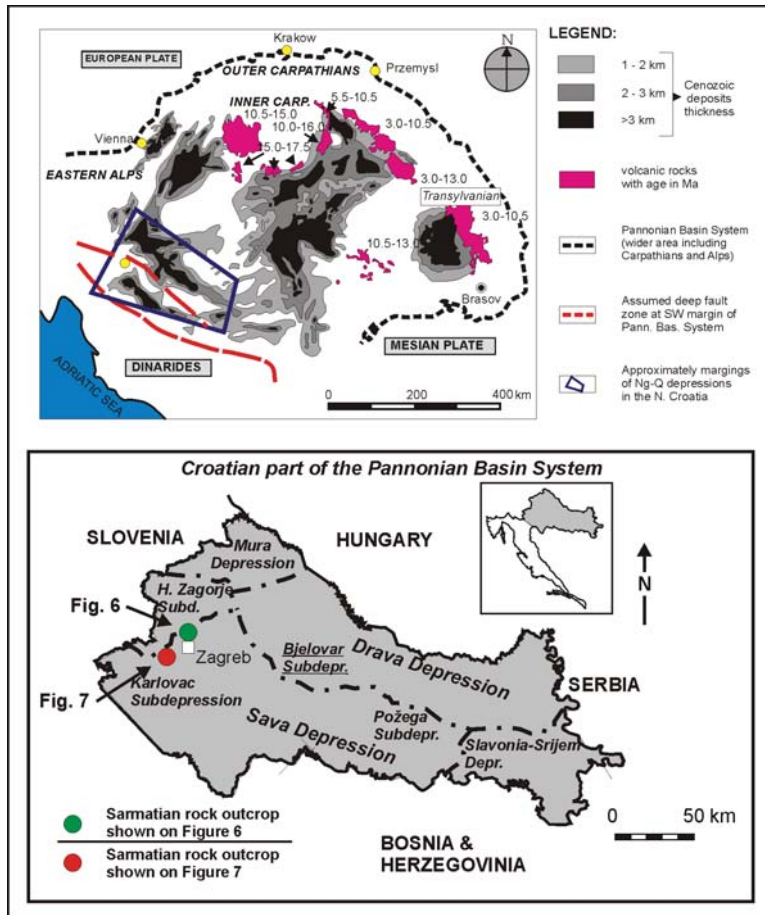
Geotermalna energija primjenjuje se i u poljoprivredi za povećanje prinosa. Voda iz geotermalnih spremišta služi za grijanje staklenika za proizvodnju cvijeća i povrća. Pod grijanjem staklenika ne podrazumijeva se samo grijanje zraka već se grije i tlo iz kojeg rastu biljke. Stoljećima se to primjenjuje u središnjoj Italiji, a Mađarska trenutno pokriva 80% energetske potrebe staklenika geotermalnom energijom. Tu se javlja i uporaba toplinskih crpki, koje troše električnu energiju za cirkulaciju geotermalne tekućine koja služi za grijanje, hlađenje, kuhanje i pripremu tople vode i na taj se način znatno smanjuje potreba za električnom energijom. Velika je uporaba geotermalne energije za balneologiju, tj. za rekreaciju i lječilišta (toplice).

3. POTENCIJALNO GEOTERMALNO LEŽIŠTE U BJELOVARSKOJ SUBDEPRESIJI, POLJE VELIKA CIGLENA

Površina koju prekriva Bjelovarska subdepresija iznosi 2.900 km². U njoj je, uključujući polja u proizvodnji, bušeno na više od 500 smjesta (4% toga čine regionalna bušenja) te je načinjeno nekoliko desetaka seizmičkih profila, dok su zapad i sjeverozapad prekriveni i gravimetrijskim mjerenjima [Malvić, 2003.a, 2004.]. Cijeli taj jugozapadni dio Dravske depresije (slika 3) odvojen je od njezina ostatka tijekom pliocena, pleistocena i holocena. Dubinski odnosi u tom prostoru najčešće se prate preko litostratigrafskih jedinica (slika 4).

Jelić & Pavičić (1999.) ucrtali su u hrvatskom dijelu Panonskoga bazenskog sustava niz „pozitivnih“ anomalija toplinskog toka, a time i povišenih geotermalnih gradijenata (slika 5). One približno odgovaraju položaju mjesta na kojima je otkriveno jedno ili više naftnih i/ili plinskih polja.

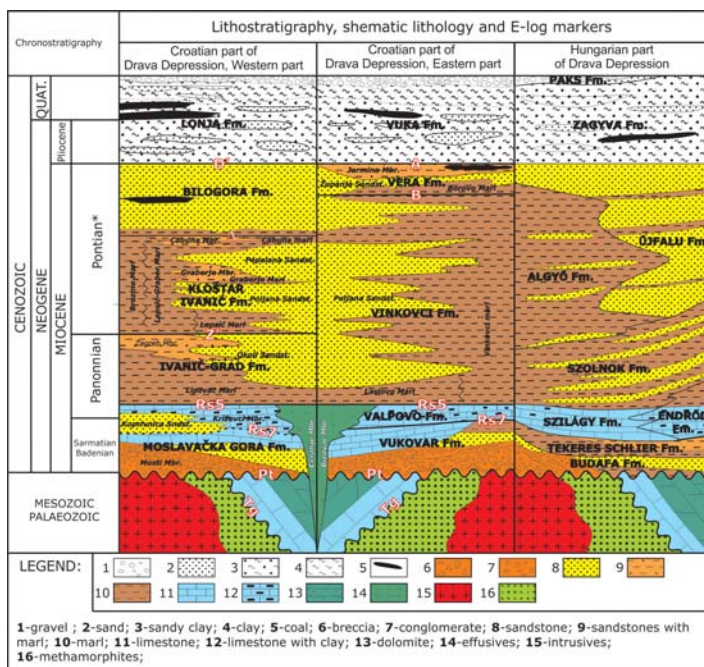
U Sjevernoj Hrvatskoj kao jedinice s najvećim potencijalnim geotermalnim ležištima izdvojene su karbonatne stijene. One kronostratigrafski pripadaju mezozoiku ili badenskom katu kenozoika, no uglavnom su uvijek povezane u jedinstvene hidrodinamičke jedinice. Za takve stijene postoji niz mjerenja današnjih temperatura tih stijena, uključujući i fluide u njima, dobivenih kod istraživačkih i razradnih bušenja za ugljikovodike. Na temelju takvih mjerenja prikupljenih u prostoru Bjelo-



Slika 3. Smještaj Bjelovarske subdepresije unutar Panonskoga bazenskog sustava i njegova hrvatskog dijela [u: Malvić & Majstorović Bušić, 2013.]

varske subdepresije Malvić je [2003.a] interpolirao kartu geotermijskih gradijenata za taj prostor (slika 6) za stijene starosti od badena do donjega panona (član Mosti). Kako su to u sjevernoj Hrvatskoj ujedno i kronostratigrafski (pod)katovi, uz karbonate mezozojskog perioda, unutar kojih se razmatrala uporaba tople vode u geotermalne svrhe, ta karta dočarava izoterme u tom prostoru.

U ranijim studijama prostora Bjelovarske subdepresije pretpostavljene su deblje kenozoika u najdubljim dijelovima od preko 3.000 m. To je glede naftnogeoloških analiza otvorilo pretpostavku o postojanju zrelih matičnih stijena, a glede regionalnoga toplinskog toka o postojanju smjesta s povećanim geotermalnim gradijentom od prosječnoga. S tim ciljem jugoistočni, najdublji, dio subdepresije, imenovan

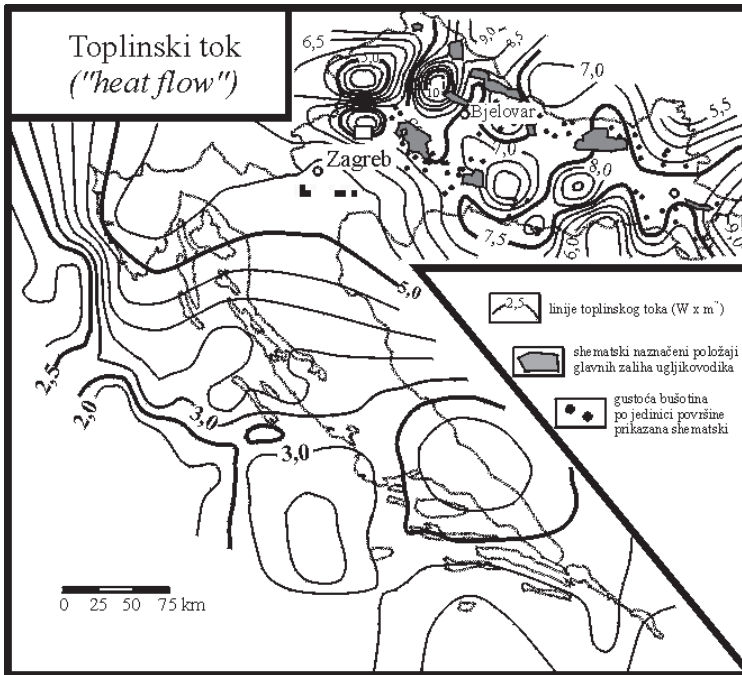


Slika 4. Litostratografske jedinice Dravske depresije [u: Malvić & Cvetković, 2013.]

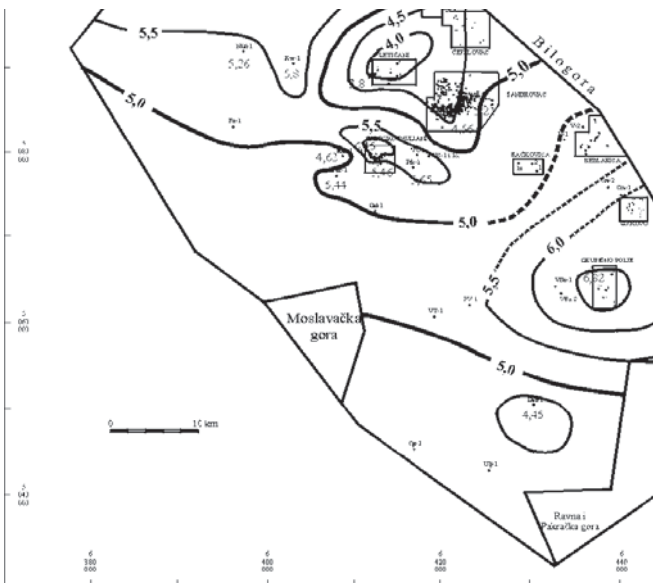
kao sinklinala Velika Ciglena, bio je istraživana dubokom bušotinom Velika Ciglena-1 (VC-1) 1989. godine. Otkriveno je potencijalno geotermalno ležište u mezozojskim karbonatima u podini neogena (na dubini 2.585 m izmjerena su 172 °C; Čubrić, 2012.) koje je ispitano usmjerenom bušotinom VC-1a. No, kategorizacija u dokazane rezerve te privođenje proizvodnji do danas nisu učinjeni.

Temperatura i toplinska vodljivost stijena određuju, tijekom geološke evolucije u milijunima godina, kako nastanak ugljikovodika iz organske tvari, tako i postojanje geotermalnih ležišta. Kako je smjestište Velike Ciglene jedino takvo dovoljno duboko, pa čak i s organskom tvari iz koje je mogao nastati plin (kerogen tipa III) da bi se u njemu razmatralo geotermalno ležište, načinjena je povijest zalijeganja neogenskih stijena i izračunat je koeficijent termalne zrelosti (slika 7).

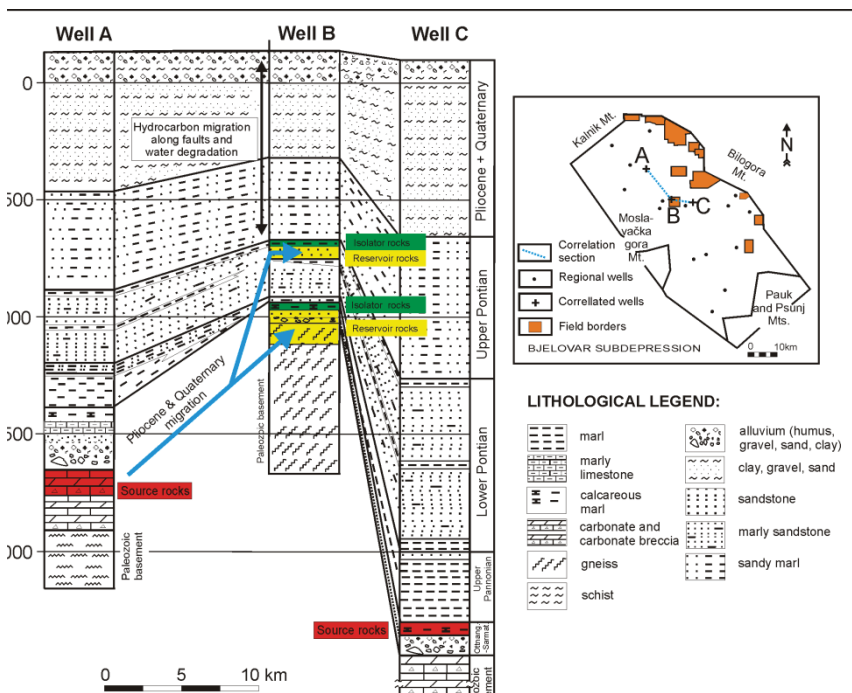
Zatamnjeno područje na slici 7 označava starost, litostratografski član i debljinu stijena koje su danas i u prošlosti od prije nekih 5,5 milijuna godina bile termalno zrele. To ujedno označava početak faze katageneze pretvorbe organske tvari, ali i početak djelovanja temperatura od 60 °C naviše. One u svim stijenama te starosti i dubine zalijeganja, a zasićenim vodom, počinju zagrijavanje i stvaranje uvjeta za nastanak geotermalnih ležišta. Potencijalno geotermalno ležište u polju Velika Ciglena smješteno je u mezozojskim karbonatima, povezanim s badenskim i starijim



Slika 5. Raspodjela toplinskog toka u Hrvatskoj [Jelić & Pavičić, 1999.]



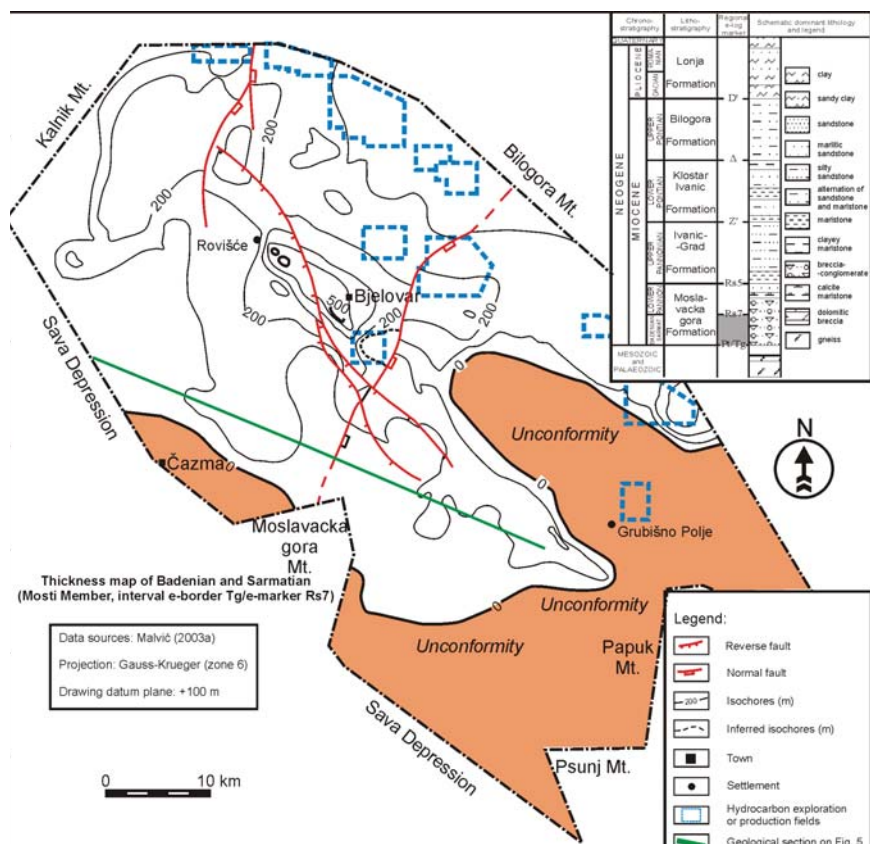
Slika 6. Karta geotermijskog gradijenta člana Mosti Bjelovarske subdepresije [Malvić, 2003.a]



Slika 8. Tipični ugljikovodični sustav u području Bjelovarske subdepresije [iz Malvić & Majstorović Bušić, 2012.]

Središnjega Paratethysa, tektonsko izdizanje u rubove gora na istoku subdepresije ostavilo je veliku diskordanciju, tj. regionalni nedostatak badenskih i sarmatskih taložina (slika 9).

Prema kartama debljina, prosječna debljina badena i sarmata u tom prostoru iznosi 192 m i ona je znatno manja od prosječne debljine donjopanonskih stijena s 465 m. Posljedica je toga da je ukupni volumen badena i sarmata u subdepresiji $35,040 \times 10^5 \text{ m}^3$, a onaj donjega panona oko 3,5 puta veći – $127,875 \times 10^5 \text{ m}^3$ [Majstorović Bušić, 2011.]. No, u gornjem panonu (9,3 – 7,1 milijuna godina), tj. tijekom taloženja formacije Ivanić-Grad, dolazi do promjene taložnih uvjeta i počinju se javljati pretežito lapori, uz mjestimične slojeve sitnozrnastog pješčenjaka. To se uglavnom jednoliko nastavlja i tijekom donjega pontana (7,1 – 6,3 milijuna godina), tj. u vrijeme nastanka formacije Kloštar-Ivanić, odnosno intenzivnog taloženja turbiditnih facijesa širom subdepresije [npr. Vrbanac et al., 2010.]. Razdoblje druge transpresije tijekom pliocena i kasnije bilo je vrijeme postupnog stvaranja kontinentalnih facijesa taloženja, uz regionalni kontinuitet taloženja u cijelom prostoru subdepresije.



Slika 9. Karta debljina badenskih i sarmatskih taložina u Bjelovarskoj subdepresiji [u: Malvić & Bušić Majstorović, 2012.; Malvić, 2011.].

4.1. Potencijalna nekonvencionalna ležišta badena, sarmata i donjega panona u prostoru Velike Ciglene

U cijelom hrvatskom dijelu [npr. Vrbanac, 1996.; Velić, 2007.; Malvić, 2012.] Panonskoga bazenskog sustava (skr. HPBS, ali i Panonskom bazenskom sustavu [skr. PBS; npr. Royden, 1988.; Rögl, 1996., 1998.], gornjobadenski do donjopanonski pelitni sedimenti obilježeni su laporima i vapnencima, s prijelaznim varijetetima. Taloženje se odvijalo u relativno plitkim, niskoenergetskim, morskim, a kasnije bočatim, okolišima kada je iz organske tvari nastajao kerogen tipa II i III. Danas su takvi sedimenti na dubinama većim od 2.500 m uglavnom u katagenetskoj fazi. Generativni potencijal takvih stijena u Bjelovarskoj subdepresiji može se iščitati iz vrijednosti nekoliko geokemijskih varijabli (tablice 1, 2). To su sadržaj ugljika u sedimentu (Corg,%), S2 (volumen ugljikovodika koji se dobije tijekom pirolize (420 – 460 °C, g

Tablica 1. Statistika C_{org} , S_2 , HI, OI za član Mosti [u: Malvić, 2003.a]

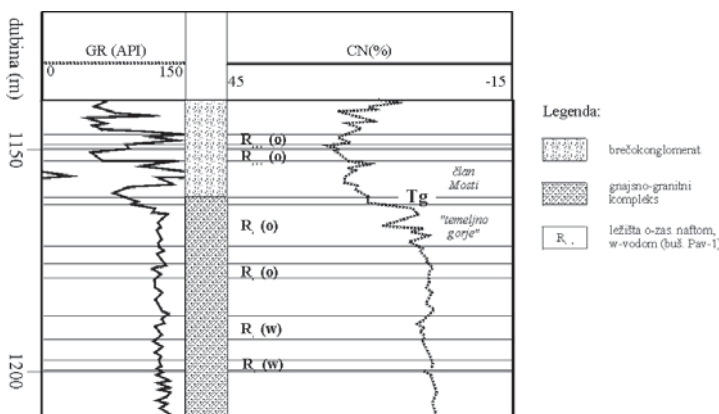
	sr. vrij.	-95%	95%	minimum	maksimum	varijanca
Corg_MO	1,14	0,15	2,14	0,01	5,3	2,2
S2_MO	6,91	0	19,17	0,01	22,91	97,4
HI_MO	237,81	45,67	429,94	120,0	397,78	14,6x103
OI_MO	447,83	0	1851,32	107,3	1100,0	3,2x105

Tablica 2. Statistika C_{org} , S_2 , HI, OI za član Križevci (u: Malvić, 2003.a)

	sr. vrij.	-95%	95%	minimum	maksimum	varijanca
Corg_KR	0,61	0,35	0,87	0,19	1,41	0,11
S2_KR	1,64	1,07	4,34	0,92	2,89	1,18
HI_KR	271,74	0	619,11	184,0	433,0	19,6x103
OI_KR	76,70	0	650,64	31,53	121,87	4080,66

CH/kg stijene), S3 (g CO₂/kg stijene), HI (vodikov indeks, S2/Corg), OI (kisikov indeks, S3/Corg). Kako je u području Velike Ciglene dokazan kerogen tipa III u kojem dio ugljikovodika koji krene u sekundarnu migraciju može biti manji od 20%, očito je unutar matičnih stijena ostala znatna količina plina koji je generiran, a svoj put završio je unutar prostora primarne migracije. U području Velike Ciglene postoje i lapori te kalcitični lapori gornjega miocena, sarmata i donjega panona, koje su dokazane matične stijene s ponešto kerogena tipa II i dominantno tipa III.

Nadalje, čak i propusne stijene badena i karpata (?) u tom prostoru sadrže i sekvencije slabopropusnih do nepropusnih taložina, posebice u mlađem dijelu. Zbog



Slika 10. Dijagram karotaže SP-CN stijena „temeljnoga gorja“ u bušotini Pav-1 [u: Malvić, 2003.a]

izmjene propusnosti, moguće su pojave i slabopropusnih dijelova ležišta, posebice u brečama i pješčenjacima srednjeg (slika 10), a osobito pješčenjacima gornjeg badena. Šupljikavost rijetko prelazi 10%, a u prirodno raspucanim laporima i vapnencima badena iznosi do 6%. Stoga je i propusnost manja od $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (ili 1 milidarcy), što je oko 10 – 100 puta manje negoli u konvencionalnim ležištima Bjelovarske subdepresije. Uz to, istovrsne litologije vrlo su stohastički raspodijeljene unutar stijene volumena, pa su zone povoljnije za protok fluida relativno kratke. To je dokazano variogramskim analizama [Malvić, 2003.a,b], kojima je utvrđeno kako okomiti variogramski dosezi u pjeskovitim laporima nisu dulji od 4,3 m, iako cijela takva taložna jedinica može imati debljinu od nekoliko desetaka metara. Stoga će prirodni tokovi unutar nekonvencionalnih ležišta biti kratki i dolaziti iz drenažnog radijusa na skali od nekoliko metara. To se može uvećati uporabom hidrauličkog frakturiranja uz horizontalne bušotine i njihovom kombinacijom.

4.2. Potencijalna nekonvencionalna ležišta gornjega miocena

U gornjem miocenu, posebice u Bilogorskoj zoni, postoje znatno veći volumeni za koje je pretpostavljeno da su moguća slabopropusna, pješčenjačka, nekonvencionalna ležišta. U tim litostratigrafskim članovima dokazana su velika ležišta nafte u polju Šandrovac, s debljinama od nekoliko (desetaka) metara i šupljikavošću 15 – 20%. Zahvaljujući taložnim uvjetima gornjega miocena [npr. Malvić and Velić, 2011.], takvi turbiditni pješčenjaci bočno mogu postupno prijeći u slabo propusne litofacijese laporovitih pješčenjaka ili pjeskovitih lapora [Novak Zelenika & Malvić, 2014.]. Načelno, volumene takvih potencijalnih ležišta treba tražiti unutar prostora koji povezuje strukture Cabuna, Šandrovac i Lepavina, s naglaskom na ispitivanje struktura Cremušina, Sedlarica i rubnog dijela polja Šandrovac. U tim strukturama i susjednim regionalnim bušotinama već su zabilježene pojave novoga plina kod bušenja koje nije završilo otkrićima konvencionalnih ležišta. Dodatnom karotažom mogla bi se procijeniti petrofizička svojstva i zasićenja.

4.2.1. Potencijalna slabopropusna ležišta formacije Kloštar-Ivanić

Sedimenti formacije Kloštar-Ivanić prostiru se između EK-markera Z' i Δ. Unutar te formacije izdvojena su dva litostratigrafska člana (Šimon, 1968.) koja generalno predstavljaju pješčenjačke jedinice. Ta dva člana uzeta su kao dvije *jedinice* u naftogeološkom modelu Bjelovarske subdepresije [Malvić, 2003.a]. Za strukturno-tektonsku analizu tih jedinica mogu se uporabiti strukturne [Malvić, 2003.a, 2011.] karte po EK-markeru Z' i Δ te karta debljina intervala Z'-Δ. Unutar pješčenjaka Poljana ekonomski isplativa ležišta ugljikovodika otkrivena su na poljima Jagnjedovac i

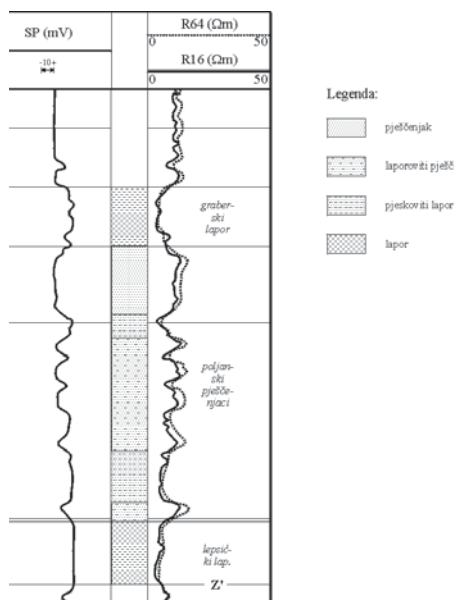
Šandrovac (slika 6). U ostalim analiziranim dijelovima subdepresije dobivena je pretežito slojna voda, a tek ponegdje još se pojavljuju manje količine ugljikovodika. U pješčenjacima Pepelana ležišta nafte i plina otkrivena su jedino na polju Šandrovac.

4.2.2. Pješčenjaci (ujedno i naftnogeološka jedinica) Poljana

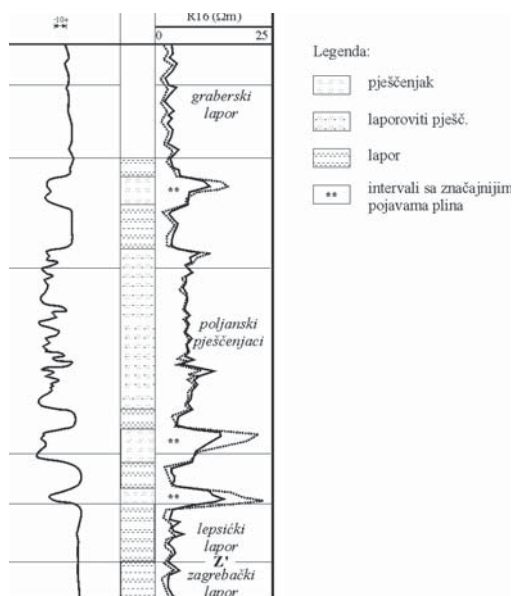
Prema rasporedu postojećih ležišta, očito je da su ona smještena samo u području Bilogorske zone. Zato je to područje i ostalo najperspektivnije s obzirom na eventualno nova ležišta. U strukturnom pogledu povoljni oblici za stvaranje zamki procijenjeni su prema oblicima na strukturnim kartama u krovini i podini. Ležišta unutar te jedinice stratigrafski se mogu pretpostaviti u Bilogorskoj zoni te uz istočnu, diskordantnu granicu subdepresije. Područje uz Moslavačku goru već je ranije isključeno iz takvog razmatranja zbog slabih litoloških svojstava (u rezervoarskom pogledu) članova formacije Kloštar-Ivanić (npr. u bušotini VT-1 probušene naslage fm. Kloštar-Ivanić gotovo su u cijelosti predstavljene laporom kao i 4,5 km jugozapadnije u bušotini Cg-1; iz Malvić, 2003.a). Liološka izmjena lapora i pješčenjaka unutar članova Poljana i Pepelana zabilježena je na krajnjem sjeveroistoku, kod Gakova. Nadalje, samo u Cremušini, blizu Gakova (slika 6), sedimenti ovih dvaju članova zaista predstavljaju pješčenjačke članove s tek mjestimičnim povećanjem laporovite komponente. Zbog plićeg strukturnog položaja Gakova i povećanja udjela nepropusnih naslaga prema istome mjestu, moguće je postojanje stratigrafske zamke. Također, uzevši u obzir geokemijske analize zrelosti i mogućih migracijskih putova, ponovno se izdvajaju sjeverni, sjeveroistočni i središnji dijelovi uleknine kao mjesta na kojima je eventualno moglo doći do migracije i akumulacije ugljikovodika. Velik dio otkrivenih ugljikovodika najvjerojatnije je migrirao sa sjeveroistoka iz dubljeg dijela Dravske depresije, a u tom je slučaju dio migracijskih putova sigurno išao preko Cremušine. U poljanskim pješčenjacima analizirane su jezgre iz pet bušotina na šest dubinskih intervala (tablica 3).

Tablica 3. Vrijednosti šupljikavosti i dosega u bušotinama Pav-1, Pav-2, Rov-1, VC-1 / pješčenjaci Poljana [Malvić, 2003.a]

Bušotina	f (%)	korekcija	fkor (%)	a (m)	korekcija	akor (m)
Pav-1	27,17	0,09	24,65	1,72	0,18	1,41
Pav-2 (1)	25,23	0,08	23,30	0,45	0,17	0,37
Pav-2 (2)	20,44	0,18	16,80	1,29	0,59	0,52
Rov-1	21,43	0,16	17,91	0,42	0,23	0,32
VC-1 (1)	12,58	0,29	8,95	0,49	0,44	0,27
VC-1 (2)	16,39	0,17	13,64	0,27	0,23	0,21



Slika 11. Dijagram konvencionalne elektrokarotaže poljanskih pješčenjaka u bušotini Cre-2 [u: Malvić, 2003.a]



Slika 12. Dijagram konvencionalne elektrokarotaže poljanskih pješčenjaka u bušotini Gak-1 [u: Malvić, 2003.a]

Litološki poljanski pješčenjaci vrlo su promjenjiva sastava, slično kao i okolski pješčenjaci u prethodnoj formaciji Ivanić-Grad. U dobrim ležišnim intervalima šupljikavost i propusnost iznosile su između 20 i 30%, odnosno do nekoliko desetaka jedinica $10^{-3} \mu\text{m}^2$. Takvi intervali posebno su vezani za sjeverni i sjeveroistočni dio. U Cremušini (slika 11) te su vrijednosti bile 21,2 – 28,2% te do $34,8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. U strukturi Gakovo (slika 12) šupljikavost se kretala između 16 i 24%, a još više vrijednosti izmjerene su u bušotini Vis-1, gdje su iznosile do 31% i $108,6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, te na polju Jagnjedovac čak 30 – 32%. Primjer izrazite vertikalne litološke promjenjivosti upravo je karotažni dijagram bušotine Cre-2. Na tome malome potencijalnom plinsko-me polju nije bilo moguće ni u bliskim bušotinama korelirati sve istovrsne ležišne stijene, posebno u mlađem dijelu poljanskih pješčenjaka. U dijelovima pješčenjaka Poljana gdje je udjel laporovite komponente bio velik, šupljikavost je iznosila manje od 10%, a prateća propusnost oko $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, pa i niže. Takve slabo propusne zone obično su probušene u starijim dijelovima poljanskih pješčenjaka, što je najbolje dokumentirano ponovno na sjeveru i sjeveroistoku kod Visa, Hampovice i na Jagnjedovcu. Na istoku i jugoistoku slaba rezervoarska svojstva utvrđena su unutar cjelokupnoga člana, što je zabilježeno kod Velike Ciglene, Patkovca, a posebno Pavlovca i Ciglenice. Promatrajući dijelove uleknine s dobrim ležišnim svojstvima unutar toga člana dobivene su i visoke vrijednosti. Srednja šupljikavost iznosi 20,44 – 27,17%. Suprotno, kod Velike Ciglene dobivene su znatno manje vrijednosti, što se i očekivalo u takvim slabopropusnim sedimentima.

Ležišta ugljikovodika unutar poljanskih pješčenjaka otkrivena su na nekoliko polja Bilogorske zone. U polju Jagnjedovac imenovana su tri ležišta (A, B, C) u kojima je, ovisno o strukturnom položaju bušotine, otkriveno ležište nafte. Na polju Šandrovac izdvojena su dva naftna ležišta (G, H) manjega proizvodnog značenja. Na polju Hampovica svi izdvojeni rezervoari (unutar serije II) bili su zavodnjeni. Male pojave nafte i plina od nekoliko postotaka zabilježene su kod Cremušine, Sedlarice i na polju Galovac-Pavljani. Svi propusni intervali na polju Gakovo bili su zavodnjeni.

Izmjereni saliniteti bili su između 9 i 15 g/l NaCl te uglavnom viši od prosjeka za sedimente fm. Kloštar-Ivanić, koji iznosi 6,2 g/l NaCl [Cota i Britvić, 1991.]. To upućuje na vezu sa slojnim vodama starijih formacija. Izuzetak je bušotina Pav-1, gdje su dobivene znatno snižene vrijednosti (2,8 – 4,8 g/l NaCl) i ukazuju na vezu s mlađim sedimentima i površinskim vodama [Malvić, 1999.].

4.2.3. Pješčenjaci (ujedno i naftnogeološka jedinica) Pepelana

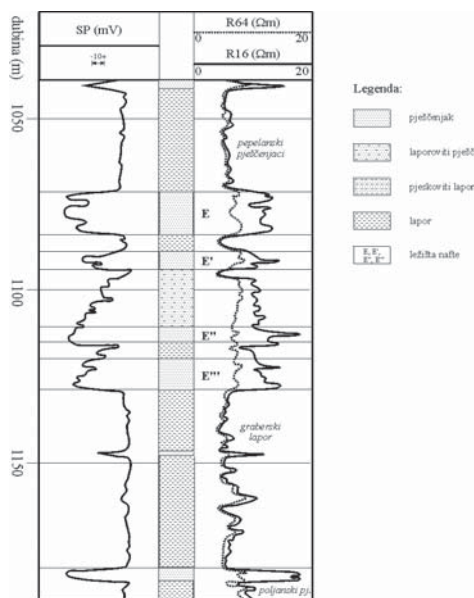
U pepelanskim pješčenjacima analizirane su jezgre iz pet bušotina na osam relativnih dubinskih intervala (tablica 4). Broj dostupnih laboratorijskih podataka bio je manji negoli za prethodni član. Litološka nepostojanost ponovno je pravilo, no

Tablica 4. Vrijednosti šupljikavosti i doseg a u bušotinama Pav-1, Rov-1, Ša-5, Ša-35, VC-1 / pješčenjaci Pepelana [u: Malvić, 2003.a]

Bušotina	f (%)	korekcija	fkor (%)	a (m)	korekcija	akor (m)
Pav-1	25,03	0,09	22,81	2,67	0,35	1,73
Rov-1	22,54	0,32	15,28	1,23	0,34	0,81
Ša-5 (1)	31,15	0,04	29,99	1,25	0,24	0,95
Ša-5 (2)	21,75	0,27	15,98	1,08	0,27	0,79
Ša-35	23,15	0,15	19,61	0,69	0,20	0,55
VC-1 (1)	14,63	0,10	13,14	1,14	0,38	0,70
VC-1 (2)	15,02	0,04	14,46	0,60	0,29	0,43
VC-1 (3)	19,91	0,18	16,40	1,56	0,34	1,03

manje je izražena negoli u prethodna dva člana, što se vidi i po rezultatima analiza. Unutar propusnih intervala dokumentirane su relativno visoke vrijednosti šupljikavosti i propusnosti. Šupljikavost je redovito iznad 15%, a na polju Šandrovac preko 30% (slika 4, 5), dok horizontalna propusnost iznosi $0,31 - 5,3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$.

Promatrajući na razini cijele subdepresije, pepelanski pješčenjaci imaju bolja ležišna svojstva od starijih poljanskih pješčenjaka. Ležišta nafte i plina u sedimentima otkrivena su jedino u polju Šandrovac, no radi se o najvećim zalihama ugljikovodika unutar subdepresije. Unutar pješčenjaka Pepelana razvijene su četiri „serije“ ležišta nazvanih C, D, E i F, a međusobno su odvojene izolatorskim laporima. Najproduktivnija je „serija E“, unutar koje su izdvojena četiri ležišta imenovana E, E', E'', E'''. Stratigrafski položaj i oblik krivulje spontanog potencijala tih ležišta prikazan je na slici 13. Jasno se prepoznaju karakteristični cilindrični i zvonasti ocrti krivulje spontanog potencijala koji ukazuju na dobro razvijena pješčenjačka tijela taložena u različitim taložnim okolišima. Posebnost polja Šandrovac jest mjestimice vrlo velika količina CO₂, posebno u ležištima E i E'. Na zapadnom dijelu polja udjel CO₂ u dobivenom plinu jest između 50 i 80%,



Slika 13. Dijagram konvencionalne elektrokarotaže pepelanskih pješčenjaka u bušotini Ša-167a1 [u: Malvić, 2003.a]

dok je na istočnom dijelu strukture njegov udjel neznatan (ispod 0,3%). Velik udjel CO₂ u ukupno pridobivenom plinu dobiven je i u ležištima B (do 66,31%) te F i F' (do 74,3%), također na zapadnom dijelu polja. U preostalom dijelu uleknine zabilježene su tek slabe pojave plina u iznosu najčešće ispod 10%, a prema sastavu to je pretežno biogeni metan.

5. ZAKLJUČCI

U članku je prikazana geološka analiza geotermalnog potencijala i potencijala nekonvencionalnih ležišta u prostoru Bjelovarske subdepresije. Ona se temelji na litološkim, litostratigrafskim, variogramskim i petrofizičkim podacima dostupnim za taj prostor. Prostor sinklinale Velike Ciglene zanimljiv je s oba aspekta. Tamo su probušena potencijalna geotermalna ležišta u mezozojskim karbonatima povezanim u hidrodinamičku cjelinu s možda karpatskim i sigurno badenskim brečama i konglomeratima. U njihovoj krovini nalaze se zrele matične stijene za generiranje ugljikovodičnog plina. Obje te litološke cjeline mogu biti svrstane u potencijalna ležišta geotermalne vode i plina.

Na cijelom sjeveroistočnom rubu subdepresije, kao graničan prostor prema ostatku Dravske depresije, pruža se Bilogorska zona. Volumenom je taj prostor nekoliko puta veći od sinklinale Velike Ciglene. Uz dokazana konvencionalna ležišta ugljikovodika, posebice u polju Šandrovac, prostor je zanimljiv zbog velikog prostiranja slabopropusnih, gornjomiocenskih litofacijesa laporovitih pješčenjaka i pješkovitih lapora. Kako su dijelom te zone prolazili migracijski putovi ugljikovodika iz središnje depresijske zone, ali i sinklinale Velika Ciglena, sigurno je u dijelu njih zaostalo određeno zasićenje ugljikovodicima.

Zbirno je moguće utvrditi sljedeće:

Potencijalne rezerve geotermalne vode nalaze se u najmlađem dijelu mezozojskih karbonata i miocenskim brečama u prostoru Velike Ciglene.

Nekonvencionalne potencijalne rezerve ugljikovodika smještene su unutar gornjobadenskih, sarmatskih, panonskih i donjopontskih stijena na više mjesta u sjeveroistočnom i istočnom dijelu subdepresije.

Nekonvencionalne rezerve u matičnim stijenama u Velikoj Cigleni vezane su za intervale u kojima je sadržaj organske tvari dosegao 1% ili više te na dubinama većim od 2.500 m.

Unutar sjeveroistočnog i istočnog dijela subdepresije zanimljivi su isto tako badenski intervali slabopropusnih pješčenjaka, koji su na pretpostavljenim migracijskim putovima, poput onih u Grubišnom Polju.

Unutar gornjega miocena izdvojena su dva litostratigrafska člana unutar kojih

je mjestimice logično pretpostaviti postojanje slabopropusnih, nekonvencionalnih, ležišta u pješčenjacima.

Prvi su litostratigrafski član poljanski pješčenjaci, koji su, zahvaljujući većem broju podataka, vrlo dobro (geo)statistički analizirani. Litološka promjenjivost te jedinice bila je najveća u usporedbi sa svim ostalim izdvojenim litostratigrafskim članovima, te su dobiveni rezultati varirali u dosta širokim granicama. Doseg je imao vrijednosti između 0,21 i 1,41 m, a šupljikavost između 8,95 i 24,65%. Takve vrijednosti potpuno su u skladu s litološkim značajkama člana, odnosno okomitom i bočnom neujednačenošću koja je opažena čak i unutar istoga ležišta. To je sigurno jedan od glavnih razloga zašto nisu otkrivena veća ležišta ugljikovodika u sedimentima te jedinice unutar Bjelovarske subdepresije. Manje pojave utvrđene su tek mjestimice, pa su tako otkrivena tri ležišta na polju Jagnjedovac, dva na polju Šandrovac te veće pojave plina na Cremušini.

Drugi su član pepelanski pješčenjaci, gdje se također raspolagalo relativno većim skupom podataka. Najveća srednja šupljikavost doseže 30%, a dobivene su i prosječno najveće vrijednosti dosega (0,55 – 1,73 m). Ti podaci, kao i stratigrafski opisi, ukazali su na postojaniji litološki sastav u odnosu na poljanske pješčenjake, no oni su i plići, što povećava mogućnost migracije iz ležišta i degradacije u ležištima. Naftnoplinoznost pješčenjaka Pepelana potvrđena je otkrićima velikih ležišta u „serijama C, D, E, F“ u polju Šandrovac. Neobično i nepovoljno je što takvo otkriće nije bilo praćeno s još barem nekoliko manjih sličnih pojava u okolnim prostorima. Litologija pepelanskih pješčenjaka vrlo je promjenjiva u pojedinačnim dijelovima subdepresije, no njezina varijabilnost manja je negoli u starijim klastičnim jedinicama. Zato se može pretpostaviti da raspoložive količine nafte i plina i migracijski putovi nisu bili dovoljni da bi „nahrinili“ dodatne, unutarnje prostore subdepresije, no ostaje pitanje Bilogorske zone, koja je na rubu toga prostora. No, to svakako treba usporediti s rješenjima migracije u polje Šandrovac.

Konačna odluka o prevođenju svih takvih rezervi (geotermalne vode, ugljikovodici) u dokazane ovisit će o dobivanju točnih vrijednosti nekoliko ležišnih varijabli, i to postojeće i projektirane gustoće fraktura, drenažnog radijusa, razdoblja isplative proizvodnje s obzirom na količine, rezerve i ulaganja te miscibilnosti postojećih i utisnutih fluida kod razrade ležišta. Geološka vjerojatnost, pa čak i investicijski rizik kod nekonvencionalnih ležišta u slabopropusnim gornjomiocenskim pješčenjacima, može biti procijenjena istovrsnom ili prilagođenom determinističkom metodologijom procjene postojanja konvencionalnih ležišta u hrvatskom dijelu Panonskoga bazenskog sustava. Primjer njezine uporabe u prostoru Bjelovarske subdepresije objavljen je u Malvić & Rusan (2007., 2009.).

Literatura

- [1] Cota, L. & Britvić, V. (1991.), Hidrodinamika i kemizam formacijskih voda Dravske potoline – Panonski bazen. *Nafta*, XLII (4), 121-136.
- [2] Čubrić, S. (2012.), Temeljne značajke hidrauličkog modela geotermijskog ležišta Velika Ciglena. *Nafta*, LXIII (5-6), 180-184.
- [3] Golub, M., Kurevija, T., Koščak-Kolin, S. (2004.), Thermodynamic cycle optimization in the geothermal energy production. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, XVI, 81-84.
- [4] Haq, B.U. & Eysinga, F.W.B. (Eds.) (1998.), Geological Time Table, Fifth Edition (Wall Chart). ISBN 0444828656, Elsevier Science, Amsterdam, The Netherlands.
- [5] Jelić, K. & Pavičić, H. (1999.): Heat flow and hydrocarbon reservoirs in Croatia. *Nafta*, L (7-8), 257-260.
- [6] Majstorović Bušić, A. (2011.), Statistical Analysis Of Neogene Sediment Thicknesses Deposited During the 1st Transtension and 1st Transpression Evolutionary Stages in the Bjelovar Subdepression, Northern Croatia. *Central European Geology*, LIV (4), 357-366.
- [7] Malvić, T. (1998.), Strukturni i tektonski odnosi te značajke ugljikovodika širega područja naftnoga polja Galovac-Pavljani. Magistarski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, 112 str., Zagreb.
- [8] Malvić, T. (1999.), Ležišne vode naftnoga polja Galovac-Pavljani. *Hrvatske vode*, VII (27), 139-148.
- [9] Malvić, T. (2003a.), Naftnogeološki odnosi i vjerojatnost pronalaska novih zaliha ugljikovodika u bjelovarskoj uleknini [Oil-Geological Relations and Probability of Discovering New Hydrocarbon Reserves in the Bjelovar Sag]. Doktorska disertacija, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, 123 str., Zagreb.
- [10] Malvić, T. (2003b), One-dimensional variogram and statistical analysis in reservoir units of the Bjelovar sag. *Nafta*, LIV (7-8), 267-274.
- [11] Malvić, T. (2011.), Geological maps of Neogene sediments in the Bjelovar Subdepression (northern Croatia). *Journal of Maps*, MMXI, 304-317.
- [12] Malvić, T. (2012.), Review of Miocene shallow marine and lacustrine depositional environments in Northern Croatia. *Geological Quarterly*, LVI (3), 493-504.
- [13] Malvić, T. & Cvetković, M. (2013.), Korelacija litostratigrafskih jedinica u Dravskoj depresiji (hrvatski i mađarski dio) [Lithostratigraphic units in the Drava Depression (Croatian and Hungarian parts) – a correlation]. *Nafta*, LXIV (1), 27-33.
- [14] Malvić, T. (2014., u tisku), Ruđer Bošković i izučavanje građe Zemlje. U: M. Lapaine (ur.), *Bošković i geoznanosti*. Geodetski fakultet Sveučilišta u Zagrebu, Matica hrvatska, Zagreb.

- [15] Malvić, T. & Đureković, M. (2004.), Regional geological settings and hydrocarbon potential of Bjelovar sag (subdepression), R. Croatia. *Nafta*, LV (7-8), 273-288.
- [16] Malvić, T. & Majstorović Bušić, A. (2012.), Unconventional hydrocarbon resources of the Bjelovar Subdepression (Pannonian Basin System) in Croatia – an overview. *Geologica Carpathica*, LXIII (6), 481-489.
- [17] Malvić, T. & Rusan, I. (2007.), Potential Hydrocarbon Discoveries in Bjelovar Subdepression, Croatia. *Search and Discovery*, mrežno, Article 10133.
- [18] Malvić, T. & Rusan, I. (2009.), Investment Risk Assessment of Potential Hydrocarbon Discoveries in a Mature Basin, Case Study from the Bjelovar Sub-Basin, Croatia. *OIL GAS European Magazine*, IIIV (2), 67-72.
- [19] Malvić, T. & Velić, J. (2011.), Neogene Tectonics in Croatian Part of the Pannonian Basin and Reflectance in Hydrocarbon Accumulations: U: U. Schattner (ur.), *New Frontiers in Tectonic Research: At the Midst of Plate Convergence*. Rijeka: InTech, 215-238.
- [20] Malvić, T. & Špoljar, Z. (2014.), Ekonomska geologija i onovljivi izvori energije – geotermalna energija. U: J. Velić, T., Malvić, M., Cvetković (ur.). *Knjiga predavanja Hrvatske geološke ljetne škole*. Zagreb: HGLJŠ, 141-149.
- [21] Novak Zelenika, K. & Malvić, T. (2014.), Utvrđivanje sekvencijskim indikatorskim metodama slabopropusnih litofacijesa kao vrste nekonvencionalnih ležišta ugljikovodika na primjeru polja Kloštar. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, XXVIII (1), 23-38.
- [22] Royden, L. H. (1988.), Late Cenozoic Tectonics of the Pannonian Basin System. U: L. H. Royden, F. Horváth (ur.). *AAPG Memoir 45*, (Chap. 3) The Pannonian Basin, Tulsa: AAPG, 27-48.
- [23] Rögl, F. (1996.), Stratigraphic Correlation of the Paratethys Oligocene and Miocene. *Mitteilungen Ges. Geol. Bergbaustudenten Österreich*, XL, 65-73.
- [24] Rögl, F. (1998.), Palaeogeographic Consideration for Mediterranean and Paratethys Seaways (Oligocene to Miocene). *Ann. Naturhist. Mus. Wien*, XCIX (A), 279-310.
- [25] Šimon, J. (1968): *Informativne litostratigrfske jedinice tercijarnog kompleksa u profilima dubokih bušotina na području Dravske potoline*. Fond struč. dok., INA-Industrija nafte d.d., Zagreb.
- [26] Velić, J. (2007.), *Geologija ležišta nafte i plina*. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, 342 str.
- [27] Velić, J. (2013): Energetske mineralne sirovine: ugljen, nafta i plin. Uranij. Geotermalna energija. U: I. Velić, J. Velić, T. Malvić (ur.). *Knjiga predavanja Hrvatske geološke ljetne škole na tečaju za stručno usavršavanje prof. geografije*. Zagreb: HGLJŠ, 51-82.
- [28] Vrbanac, B. (1996.), *Paleostrukturalne i sedimentološke analize gornjopanonskih naslaga formacije Ivanić Grad u Savskoj depresiji*. Doktorska disertacija, Sveučilište u Zagrebu, Prirodoslovno-matematički fakultet, 121 str.

- [29] Vrbanac, B., Velić, J., Malvić, T. (2010.), Sedimentation of deep-water turbidites in main and marginal basins in the SW part of the Pannonian Basin. *Geologica Carpathica*, LXI (1), 55-69.
- [30] Internetski izvori:
- [31] ¹<http://www.worldcoal.org/coal-most-abundant-fossil-fuel/>; pristupljeno 21. studenoga 2015.
- [32] ²<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>; pristupljeno 21. studenoga 2015.

The Bjelovar Subdepression as an Area with Conventional and Unconventional Hydrocarbon and Geothermal Reserves

Summary

The Bjelovar Subdepression is geologically very well defined area where are discovered proven hydrocarbon reserves. However, there are assumed as well potential hydrocarbon and geothermal reserves. Here is firstly given review of forming and application of fossil fuels and geothermal energy. It is followed by review of lithologies, depths and distributions of unconventional and geothermal reservoirs in subdepression parts where they are explored and assumed. Geothermal reservoir is studied in Mesozoic carbonates and Karpatian to Badenian coarse grained clastics in Velika Ciglena Syncline. It is the largest single structure in Velika Ciglena Syncline, where is proven geothermal water at depth more than 2500 m. However, it still is not proven and used for electricity of thermal applications. Unconventional hydrocarbon reservoirs are also assumed in the same area, i.e. in Upper Badenian, Sarmatian and Lower Pannonian sediments in the thermal mature phase. Also, such unconventional reservoirs, especially of gas, could be proven at subdepression margin, in the Bilogora Zone, in structures where conventional reservoirs are not proven (Cremašina, Gakovo), but are registered oil and gas shows in weakly permeable Upper Miocene sandstones.

Keywords: Bjelovar Subdepression; Neogene; geothermal energy; hydrocarbons; unconventional reservoirs.

Izv. prof. dr. sc. Tomislav Malvić, dipl. ing. geol., znanstveni savjetnik
RGN Fakultet Sveučilišta u Zagrebu
Zavod za geologiju i geološko inženjstvo
Pierottijeva 6 HR - 10000 Zagreb
tomislav.malvic@rgn.hr