

Procjena naftno-geološkog potencijala periplatformnih klastita duž JZ ruba Dinaridske karbonatne platforme

S. Grandić, I. Kratković i I. Rusan

IZVORNI ZNANSTVENI ČLANAK

Periplatformni klastiti koji se protežu duž cijelog ruba Dinaridske karbonatne platforme kao naslage pregiba od priobalja Istre na sjeverozapadu do priobalja Dubrovnika na jugoistoku. Ti sedimenti predstavljaju moguće ležišne stijene regionalnog značaja. To je prvi pokušaj procjene njihovog potencijala kao mogućih rezervi ugljikovodika.

Spomenute periplatformne naslage proteže se na dužini od 500 - 600 km. Procjena ležišnog kapaciteta temelji se na naftno geološkoj interpretaciji 12 seizmičkih profila, koji presijecaju zonu prijelaza Dinaridska platforma/Jadranski bazen. U proučavanom području tercijarni klastiti prekrivaju periplatformne naslage pregiba kao pokrovne stijene dok ladiničko karnički šejlovi, tipa Vlasta-1, predstavljaju ispod ležeće matične stijene, potencijalno zrele u depocentrima.

Nedavno otkriće komercijalnih količina nafte na susjednoj strukturi Rovesti u bazi apulijske karbonatne platforme potaknulo je autore da naprave ovu procjenu za padinsku zonu hrvatskog dijela dinaridske platforme. Potrebno je napomenuti da će ova procjena biti u budućnosti biti korigirana uz dodatne podatke interpretacije više poprečnih i određenih uzdužnih seizmičkih profila.

Ključne riječi: naftno-geološki potencijal, periplatformni klastiti, jadransko podmorje

1. UVOD

U ovoj procjeni uzeto je u obzir 12 interpretiranih profila poprečnih na Dinaridsku karbonatnu platformu gornjo-trijaske do srednjo-eocenske starosti kao i dio recentnih podmorskih Dinarida kao tektonsko-stratigrafske jedinice. Pored obrade spomenutih profila učinjen je i osvrt na karakteristike i potencijal pregiba platforme Friuli i Apulijske platforme. Spomenutim proučavanjima i analizom nekoliko bušotina koje su istražile periplatformne klastite koji se protežu duž jugozapadnog ruba Dinaridske karbonatne platforme došlo se do spoznaje da oni predstavljaju moguće ležišne stijene regionalnog značaja.

U zasebnom poglavlju analizirani su i naftno-geološki odnosi definirani istraživanjima na susjednoj, talijanskoj strani, u području duž rubova Friulijske i Apulijske platforme koje su stvarane u identičnim paleo-geografskim uvjetima te je smatrano korisnim da se podaci iz ovog područja koriste za procjenu na našem dijelu podmorja.

Na slici 1 prikazan je regionalni položaj pojasa periplatformnih klastita kao glavnog objekta razmatranja. Prikazan je i raspored ostalih istraženih jedinica Dinarida (modificirano prema Grandić-1974.). Naznačen je i položaj bušotina Južni Jadran-1 i Južni Jadran-3 u crnogorskom podmorju, tršćansko-venecijanskom podmorju, priobalju poluotoka Gargano i položaj bušotine Rovesti-1 u podmorju Bar-Brindizi.

U ovoj fazi preliminarne procjene uzeto je u obzir samo 12 odabranih profila a u narednim istraživanjima predviđa se sukcesivno popunjavanje mreže profila uključivši uzdužne seizmičke profile.

Na slici 2 dana je karta lokacija 12 interpretiranih seizmičkih profila koji su korišteni za izračun ukupnih rezervi pojasa periplatformnih klastita padine Dinaridske platforme. Prikazani su i položaji bušotina čiji su podaci korišteni u ovom radu te trase regionalnih rasjeda koji omeđuju razmatrane dijelove Jadranskog sedimentacijskog bazena.

Od istražnih bušotina potrebno je navesti Istra more - 1 (IM-1), Istra more - (IM-3) i Južni Jadran - (JJ-1) koje nisu bile posebno usmjerene na ispitivanje ležišnih mogućnosti periplatformnih klastita ali su u njima ti sedimenti djelomično probušeni. Spomenute bušotine imale su prema projektnoj dokumentaciji drugi cilj, a to je testiranje krovine karbonata u podini tercijarnih klastita kao izolatorskih stijena,^{4,5} što je u ranijem istražnom razdoblju bila osnovna i gotovo isključiva postavka istraživanja ugljikovodika u Jadranskom bazenu. Najnovija reinterpretacija bušotinskih i seizmičkih podataka ukazala je međutim da izdignute karbonatne strukture zbog čestih emerijskih faza imaju manju perspektivnost. Nasuprot tome, naslage na bokovima struktura, a naročito karbonatni klastiti kao sedimenti nastali trošenjem ruba karbonatne platforme Dinarida, mogu imati bolje karakteristike potencijalno ležišnih stijena regionalnog rasprostranjenja. Kolektorska svojstva naročito potvrđuju laboratorijska ispitivanja jezgri iz bušotine IM-3 u podmorju Istre gdje je utvrđen porozitet do 15% i permeabilitet do 45 mD.¹⁰ Pojava plina u oligocenskim klastitima na bušotini JJ-1 u Južnom Jadranu također ukazuju na dobre mogućnosti generiranja i akumulacije ugljikovodika. Treba međutim napomenuti da u velikom međuprostoru od podmorja Istre do južnog Jadrana nije do sada

provedeno sistematsko ispitivanje ukupnog ležišnog potencijala periplatformnih naslaga na cijelom njihovom prostiranju u hrvatskom podmorju.

U ovom radu je stoga, na temelju seizmičke interpretacije 12 profila kroz periplatformne naslage učinjen pokušaj da se procijeni njihov ukupni porni volumen. Obradeni su slijedeći seizmički profili:

I-14-89, PU-74-82, I-42-85, KV-86A-81, K-106-83, J-22-82, V-16-83, P-44A-82, L-16-82, D-68-83, M-67-82 i Y-80-10 (lokacije na slici 2).

Sedimentno tijelo periplatformnih klastita najčešće je klinastog do nepravilnog oblika. U ovoj početnoj fazi je ukupni volumen te jedinice procjenjivan na relativno malom broju odabranih poprečnih profila. Da bi se povećala točnost proračuna, u daljnjoj fazi predviđen je proračun na većem broju interpretiranih profila poprečnih i uzdužnih u smislu pružanja platforme.

Potrebno je naglasiti da se pored interpretacije dimenzija sedimentnih tijela periplatformnih klastita posebna pažnja posvećivala utvrđivanju sedimentacijskih depresija u njihovu okolišu, u kojima postoji razvoj potencijalnih matičnih stijena sposobnih za ekspulziju i migraciju ugljikovodika u okolne zamke.

Zasebno su opisani:

1. pregib-padina istarske platforme;
2. prostor jugoistočno od kvarnerskog transverznog rasjeda,
3. prostor jugoistočno od transverznog rasjeda Šolta-Komiža-Pt.Pietra.Nera.

Radi se o dijelovima izučavanog prostora koji su od gornjeg lijsa bili paleotektonski potpuno ili djelomično izdvojeni kao zasebni sedimentacijski bazeni. Glavni razmatrani sedimentacijski prostor predstavlja međutim dio jugozapadno od glavnog pregiba Dinaridske karbonatne platforme, gdje se nakon gornjeg lijsa u Jadranskom bazenu odvijala pelagička i hemipelagička sedimentacija koja je rezultirala sa taloženjem naslaga Scaglia-Biancone formacije. Južno od kvarnerskog transverznog rasjeda uz rub Dinaridske karbonatne platforme redovno se pojavljuju halokinetske strukture kao što su KM-1 dijapir, dijapiri Jabuka - Palagruža dijapir, te dijapiri u podmorju kod otoka Mljeta. Pretpostavlja se da su ovi dijapiri inicirani reaktiviranjem dubokih rasjeda koji su utjecali na izdizanje permotrijaskih evaporitnih naslaga (sl.3).

Na generaliziranom geološkom stupu, danom na slici 3, prikazana je ukupna sedimentacijska sekvenca Dinarida od trijasko-paleozojskih klastično-evaporitnih naslaga, karbonatno-anhidritnih sedimenata mlađeg mezozoika do tercijarnih klastita. Posebno je označena epizoda odvajanja Dinaridske od Apulijske platforme (koja je na sl.3. označena crvenom bojom).

2. SEKTOR PREGIB - ISTARSKE PLATFORME

Razmatranje naftnogeološke perspektivnosti započeto je od sjevernojadranskog prostora do najjužnijeg dijela podmorja koji pripada hrvatskim teritorijalnim vodama.

Rub Dinaridske platforme u istarskom podmorju vrlo je dobro izražen i označen pojavom periplatformnih

klastita. Na ovom dijelu poznata su značajna plinska polja kao što su Ivana, Ika i dr. ali do sada nisu utvrđene pojave nafte. Jedan od mogućih razloga je nedostatak naftno-generativnih centara, ali i činjenica da pojedine bušotine nisu izvedene na mjestu iskljinjenja i zatvaranja potencijalnih zamki kao što je to prikazano na sl. 4 i sl. 6.

Na sl. 4 dan je seizmički profil I-140 i njemu pripadajuća bušotina IM-3 koja je zahvatila samo donji dio naslaga pregiba te nije poznata perspektivnost gornjeg dijela sa klinofornim iskljinjenjima. Žutom je bojom označeno razmjerno usko rasprostranjenje periplatformnih klastita u ovom području. Oni se uvijek nalaze u krovini karbonata i u podini mesinskih sedimenata

Potrebno je naglasiti da je -pregib Istarske platforme kao i cjelokupne Dinaridske platforme uvjetovana paleotektonski. Prema interpretaciji Del Ben² radi se o dubokim rasjedima koji sežu do "MOHO" horizonta. Radi se o lineamentu koji je uvjetovao, jugozapadno od Dugog Otoka, proboj trijaskih batolita i permotrijaskih evaporita i nastanak strukturnog izdignuća otoka Palagruža.

U području istarskog pregiba karbonatne platforme zapadno od bušotine Rovinj-1 (Ro-1) na seizmičkom profilu I-140-85 na točki paljenja 1 700 izbušena je bušotina Istra more-3 (IM-3) koja je zahvatila manjim dijelom periplatformne klastite na dubini 2 200 – 2 225 m (sl. 5). Značajni su podaci laboratorijskog mjerenja koji su utvrdili dobar porozitet od 15% i permeabilitet od 45 mD. Budući da na preostalom djelu pregiba- nije bilo ovakvih mjerenja ovaj podatak uzet je kao referentni za cijeli istraživani pojas periplatformnih klastita.

Na slici 5 je dan tip poroziteta na bušotini IM – 3, prikazan na geološkom stupu i fotografiji mikro-facijesa a kojom je naznačen plavom bojom i simbolom A. Riječ je o efektivnom porozitetu koji se može identificirati i na karotažnim dijagramima na lijevom dijelu slike, po obliku krivulja spontanog potencijala, neutronske karotaže, karotaže gustoće i zvučne karotaže. Ova interpretacija uzeta je kao ogledna za cijeli pojas periplatformnih klastita.

Sukladno prikazanoj interpretaciji profila PU-74-82 (sl. 6) razvidno je da je bušenje trebalo učiniti bliže vertikalnoj projekciji plitke plinske bušotine Ivana-4A koja je obustavljena u pliokvartarnim klastitima na dubini od 925 m, dok je moguća pojava nafte izglednija u periplatformnim klastitima pre-oligocenske starosti. Udaljenost IM-1 do Ivane-4A iznosi 6.5 km što je vjerojatno prevelika udaljenost. Na primjeru naftno pozitivne bušotine Well-1 JI od poluotoka Gargano moguće je pretpostaviti da bi optimalna udaljenost iznosila 3.0 km (sl.11). Prema rezultatima regionalnih istraživanja poznato je naime da je razdvajanje Dinaridske i Apulijske platforme započelo u gornjem lijsu kada su nastajali i periplatformni klastiti kao potencijalne rezervoarske stijene.

Na prikazanom profilu PU-74-82, sl. 6, jasno se ističe iskljinjenje periplatformnih klastita u smjeru Istarske karbonatne platforme. Iskljinjenje se očituje u pojavi "uzlaznih klinoforni" gornjo-kredne do oligocenske starosti kao mogućih naftnogeoloških zamki struktur-

no-tratigrafskog tipa koje nisu na žalost testirane istražnim bušenjem.

Kao što je napomenuto, podaci sa bušotine IM-3 korišteni su kao referentni za obradu profila u srednjem i južnom Jadranu, tj. za cijeli pojas prostiranja periplatformnih klastita.⁹ U smjeru sjeverozapada, odnosno prema sjevernom dijelu Jadranskog bazena nisu utvrđeni euksinski depocentri kao ishodišta moguće ekspulzije u opisane klinoforme. Autori predlažu da se interpretacijom mreže profila na razmatranom području provjeri mogućnost postojanja ovakvih depocentara i slijedom ponovno interpretiraju putevi migracije.

Na slici 7 prikazan je seizmički profil I-42-85 koji obuhvaća južni dio istarske platforme na mjestu gdje ju presjeca "kvarnerski transverzalni rasjed" koji se proteže od SM-1 do plinskog polja Barbara u talijanskom podmorju.

Radi se o dva paralelna rasjeda između kojih je formirana tektonska graba. Obzirom na podatke bušotine Susak more-1 (SM-1) u dubljem dijelu ovog troga razvijene su srednjotrijaske euksinske naslage s ukupnim sadržajem organskog ugljika do 4,5%. Ovaj trog presijeca seizmički profil J-1-J-7-83 koji prikazuje pregib platforme.

3. Prostor jugoistočno od kvarnerskog transverznog rasjeda

Područje Srednjeg Jadrana razlikuje se u odnosu na Sjevernojadranski bazen. Razlika se ogleda u činjenici da su ovdje, jugoistočno od paleotektonske linije Čabar-SM-1-J-7 (kvarnerski transverzalni rasjed), razvijene evaporitne permotrijaske naslage koje uvjetuju halokinetske pokrete i stvaranje struktura što je utjecalo na sedimentaciju duž padine Dinaridske karbonatne platforme jugoistočno od spomenute linije. Spomenuta tektonska linija ima najvjerojatnije transkurentni karakter što se odražava na difercijalnom pomaku zapadnog i istočnog krila. Ovaj rasjed s pomakom po pružanju ujedno je i mogući dobar migracijski koridor.

Na seizmičkom profilu KV-86A-81, sl. 8, ističe se znatna debljina od preko 1 000 m i širina od 10 km periplatformnih klastita kao potencijalnih ležišnih stijena. Moguće zamke čine isklinjenja koje se ističu na ovom seizmičkom profilu.

Pokreti duž pregiba najvjerojatnije su intenzivno utjecali na sedimentaciju naslaga padine. Promjene su jasno izražene na seizmičkom profilu K-105-82, D-10, D-8 i osobito na J-22-82 tj. u području dijapira otoka Jabuka (sl. 10). Na ovom profilu ističe se strukturna depresija između dijapira Jabuka i strukturnog izdignuća Jelena-1. U spomenutoj depresiji anticipirani su, obzirom na intenzivnu subsidenciju, ladiničko-karnijski karnički euksinski šejlovi kao dobre i zrele matične stijene. Iz ovih potencijalno matičnih stijena moguće je prognozirati migraciju u zamke na bokovima spomenutih struktura Jabuka i Jelena. Ove se zamke predlažu kao povoljni objekti za daljnja istraživanja.

Na seizmičkom profilu K-106-82, sl. 9., prikazan je proboj evaporita na samom prijelazu platforme u Jadranski bazen sa mlađim mezozojskim pelagičkim

naslagama i tercijskim klastitima te periplatformskim klastitima u podini mesinskih naslaga.

Značajno je da spomenuta bušotina Jelena-1 potvrđuje snažnu emerzijsku fazu nakon gornjeg lijasa kada na naslage tipa "Ammonitico Rosso" diskordantno naliježu miocenski sedimenti, te je logično pretpostaviti da su na tjemenu ove strukture mogle biti erodirane i degradirane moguće rezervoarske i pokrovne stijene. Sukladno navedenom moguće je zaključiti, da glavnu perspektivnost treba očekivati na sjeveroistočnom boku strukture Jelena gdje je moguće da se u uzlaznim klinoformama kao strukturno-stratigrafskim zamkama nalaze akumulacije ugljikovodika. Migracija se ovdje očekuje iz dubokog depocentra južno od otoka Jabuka gdje su ladiničko-karničke naslage spuštene na veliku dubinu odnosno do nivoa maturacije potencijalnih euksinskih naslaga tipa "Vlasta-Komiža". Prema seizmičkoj interpretaciji radi se o depresiji gdje se "E" horizont nalazi na dubini od 10 km.

Na seizmičkom profilu J-22-82. na slici 10, jasno se vide odnos između struktura otoka Jabuka (evaporiti) i strukture Jelena-1 te depresije između njih ispunjene potencijalnim matičnim stijenama. Dubina depresije, odnosno zalijeganje potencijalno matičnih stijena tipa Vlasta-1 na većem djelu profila je dovoljna za njihovo sazrijevanje što čini ovo područje perspektivnim za daljnja istraživanja ugljikovodika.

Potrebno je međutim napomenuti da i posidonijske naslage kakove su utvrđene na bušotini Jelena-1 na 1 440 m predstavljaju također potencijalne matične naslage, isto kao i u prostoru Jonskog bazena, gdje u zoni Kurveleshi sadrže do 15% organskog ugljika.

U posljednje vrijeme, kao i u prostoru Jonskog bazena, intenzivno se istražuje područje južno od otoka Visa te će i ovi rezultati biti razmatrani u narednom razdoblju i uključeni u ovu preliminarnu procjenu pornog volumena periplatformnih klastita. Potrebno je naglasiti da je na bušotini Vlasta-1 utvrđena pojava nafte. Testiranjem je dobiveno 16,0 m³ srednje teške nafte dok su ladiničko-karnički šejlovi na ovoj bušotini sadržavali 4,2% TOC.

4. Prostor jugoistočno od transverznog rasjeda Šolta-Komiža-Pt. Pietra Nera

4.1 Područje južno od šoltansko-komiškog rasjeda do podmorja otoka Mljeta

Kao karakteristični za ovo područje odabrani su profili V-16-83, Vls-Pat-82, L-16-82, te bušotine Vlatka-1, Vlasta-1, Lastovo-1 i Maja-1. Rezultati su ilustrirani na slikama 8, 9, 10 i 11. Kao posebno značajan odbran je profil V-16-83. Ovaj profil presijeca halokinetsku strukturu na točki paljenja 1 650. Ova struktura sa južne strane odvaja sedimentacijsku depresiju koja je zapunjavana periplatformnim klastitima sa jugozapadnog ruba Dinaridske karbonatne platforme.

Kao i na prethodnom seizmičkom profilu i na profilu V-16-82, sl. 11, ističe se dijapirski proboj evaporita na rubu platforme i duboka subsidencija potencijalno matičnih stijena tipa Vlasta-1. Posebno se ističu

strukture na jugozapadnom dijelu depresije gdje se mogu očekivati zamke u "uzlaznim" klinoformama.

Jedna od mogućih interpretacija jest da uz ovu solnu strukturu postoji duboki rasjed koji čini put za migraciju ugljikovodika iz duboke depresije gdje se pretpostavlja zalijeganje "E" horizonta odnosno krovine ladiničko-karničkih šejlova kao potencijalno matičnih stijena na dubini od 3,5 sekunde dvostrukog vremena tj na približno 4 000 m. Na taj način se pretpostavlja subvertikalna migracija ugljikovodika iz ovih ladiničko-karničkih šejlova u klinoforme periplatformnih klastita i zatim njihovo nakupljanje u stratigrafskim zamkama i klinoformama uzlaznog tipa. Obzirom na veliku blizinu bušotine Vlasta-1 u kojoj je nađena nafta u istim ladiničko-karničkim euksinskim šejlovima a sukladno navedenoj interpretaciji naftogeoloških odnosa, navedena zamka predlaže se od strane autora ovog rada kao vrlo značajan 'lead', tj. potencijalna akumulacija ugljikovodika.

Paleotektonski značajan seizmički profil V-16-83 nalazi se u domeni poznatog rasjeda Pt. Pietra Nera sjeverno od poluotoka Gargano. Prema radu A. Del Ben² i kasnijom obradom dubokih CROP profila od spomenutog lokaliteta kod Peskare do Šolte označen je jaki transversalni rasjed. Ovaj rasjed paralelan je sa "kvarnerskim" rasjedom i može imati također funkciju dobrog migracionog koridora (sl. 1). Kao što je naznačeno na sl. 13 migracija se pretpostavlja iz euksinskih naslaga Vlasta-1 facijesa. Oblična Vlatka-1 bušena je na žalost na paleostrukturnom izdignuću koje je bilo više puta u emerziji podložno razaranju i resedimentiranju, tako da je došlo do stvaranja klastičnih naslaga sa potencijalnim zamkama na boku izdignute strukture. Iz navedenog razloga i ovdje se kao znatno povoljniji predlaže kompleks periplatformnih klastita. Povoljni uvjeti predviđeni su i na bokovima naznačene strukture (TP 700) gdje su dobro razvijeni klinoformni sedimentacijski oblici kao moguće zamke.

4.2 Pregib Palagruža

U dubljem dijelu seizmičkog profila P-44A-82 (sl. 12) interpretirana je krovina srednjeg trijasa ("E1" horizont) sa potencijalno matičnim stijenama tipa "Vlasta-Komiža" facijesa ladiničko karnijske karničke starosti koje zaliježu u području bušotine Patricija-1 na dubini do dvije sekunde dvostrukog vremena, što bi prema dijagramu maturacije⁶ (kasne zrelosti) trebalo biti dostatno za sazrijevanje spomenutih matičnih stijena. Treba ponovno naglasiti da je na bušotini Vlasta-1 16,0 m³ nafte utvrđeno u spomenutim trijaskim stijenama na 5 402 m.

Namjena je interpretacije seizmičkog profila P-44A-82, prikazanog na sl. 12, da prikaže potpunije sedimentacijski bazen sa pelagičkim razvojem mlađe mezozojskih naslaga jugozapadno od strukturalnog uzvišenja Palagruža. Potencijalno matične naslage ladinika-karnika jugozapadno od strukture spuštene su preko 5" dvostrukog vremena tj. na nivo maturacije. Iz ove depresije se pretpostavlja migracija u zamke unutar periplatformnih kredno-paleogenih klastita.

Prijelaz platforma-bazen je kao i na drugim dijelovima pregiba Dinaridske platforme uvjetovan reaktiviranim

trijaskim rasjedima koji su kod Palagruže i Galijole iznijeli na površinu trijase i jurske karbonatne naslage a kojima su u neotkrivenoj podini najvjerojatnije stariji permo-trijaski evaporiti. Specifično strukturalno obilježje u ovom području, jugoistočno od otoka Visa, je značajni intenzitet tektonskih vertikalnih pomaka duž padine Dinaridske karbonatne platforme i sukladno tome intenzivniji razvoj sedimentacijskih depresija kao potencijalnih naftogenerativnih centara (jugozapadno od bušotina Palagruža – 1 (Pal-1) i Patricia – 1 (Pat-1) odnosno uzvišenja Palagruža pregiba-padine). Dinaridska karbonatna platforma je pomaknuta smičnim rasjedom Šolta-Pt. Pietra Nera i paralelnim rasjedom na istočnoj strani otoka Palagruže u smjeru središnjeg dijela Jadranskog pelagičkog bazena. Dokaz predstavljaju seizmički profil P-40A-82 do P-2-82 jugozapadno od otoka Palagruža, te bušotina Gargano Mare E-1 koja je zahvatila pelagičke naslage mlađeg mezozoika.

4.3 Sektor Vis – Lastovo - Mljet

Sektor južno od otoka Visa, koji ilustrira vrlo dobro prijelaz od platforme u Južnojadranski bazen, vidljiv je na interpretiranom seizmičkom profilu L-16-82 (sl. 13).

Seizmički profil L-16-82, sl. 13, obuhvaća dio Dinaridske karbonatne platforme na prijelazu u Jadranski bazen. Prijelaz je karakteriziran razvojem pregibnih naslaga, odnosno periplatformnim klastitima kao potencijalnim ležišnim stijenama značajne debljine.

Vrlo je karakteristično intenzivno erodiranje-abradiranje gornjo krednih rudistnih vapnenaca sjeveroistočno od bušotine Maja-1. Detritus ovih naslaga pretalozen je u smjeru Jadranskog bazena. Stvoreni su "uzlazni" klinoformni oblici u ovim periplatformnim klastitima kao potencijalno povoljne naftogeološke zamke, posebno izraženo na TP 800-900 ovog profila. Zamke se nalaze na dubini dvije sekunde dvostrukog vremena tj. na približno 3 500 m. U ovom radu one su razmatrane kao perspektivni objekti daljnjih istraživanja. Posebno je značajno da se nalaze u blizini depocentra "Palagruža istok" koji se može smatrati potencijalnim naftno generativnim centrom za migraciju u spomenute periplatformne klastite. Rezervarske karakteristike se pretpostavljaju u naslagama sličnim onima ranije opisanim na bušotini IM-3 koje su nastale u identičnim paleogeografskim uvjetima. Ove naslage imaju u krovini dobre pokrovne sedimente mlađe tercijarne starosti znatne debljine. Uzevši u obzir opisane povoljne naftno geološke uvjete, seizmički profil V-16-83 te posebno profil L-16-82 i dijagram maturacije (sl. 14), upućuju na posebno povoljne uvjete generiranja i nakupljanja nafte i plina, te se spomenuti prostor u domeni navedenih profila smatra vrlo perspektivnim. U skladu sa navedenim on se smatra kao najpogodniji za daljnja naftogeološka istraživanja.

Na sl.14. prikazan je dijagram maturacije za odabranu točku A koja se nalazi u blizini TP-1000 seizmičkog profila L-16-83 potvrđuje da se ladiničko-karničke naslage već 60 milijuna godina nalaze na dubini većoj od 7 500 m gdje se može očekivati njihova srednja zrelost od 0,7-1,0 (%Ro).

Prema konstruiranom dijagramu zrelosti za ovaj dio Južnog Jadrana naslage starije od norika i reta na dubini preko 8 000 m trebale bi se nalaziti u glavnoj fazi sazrijevanja sa 0,1 do 1% Ro. Dvostruko vrijeme od 5,5 sek. nesumnjivo dokazuje da se ladiničko-karničke naslage nalaze ispod te dubine. Geotermalna karta dokazuje također da se razmatrano područje nalazi u povoljnim geotermičkim uvjetima za sazrijevanje matičnih stijena sa temperaturama do 80 °C (sl. 15).

Na sl.15 dana je regionalna karta geotermalnih odnosa (karta izoterma) na kojoj se vidi da u području Južnog Jadrana postoje povoljni uvjeti za sazrijevanje potencijalno matičnih stijena kakovi su ladiničkokarnički euksinski šejlovi. Na karti je označen potencijalni smjer migracije prema sjeverozapadu.

Kao posebno povoljnu okolnost treba istaknuti postojanje dobrih potencijalno matičnih stijena kakove su nabušene na bušotini Vlasta-1, gdje je debljina ladiničko-karničkih šejlova 1 360 m, TOC do 4,2% i s pojavom nafte na dubini 5 402 m, gdje je testiranjem bušotine dobiveno 16 m³ nafte. Ovaj podatak je posebno ohrabrujući, jer je protezanje euksinskih naslaga Vlasta-1 tipa utvrđeno na širem prostoru posebno u smjeru projektirane bušotine Popovići-1 u Ravnim kotarima.

Predlaže se istražno bušenje na poziciji TP 900 gdje su interpretirane "uzlazne" klinoforme kao povoljne naftogeološke zamke iz depocentara spomenutih u prethodnom pasusu.

4.4 Sektor Mljet – Rt oštra (Boko kotorski zaljev)

Na bušotini Mirjana-1 utvrđeni su tragovi bitumena. Bušeno je na tjemenu uzdignute izdignute strukture. Interpretira se da su i ovdje zbog učestalih emerzija glavne kolektorske i pokrovne stijene razorene erozijom.

Interpretacija profila D-68-83 i M-67-82, sl. 16, svjedoči o intenzivnoj eroziji i resedimentaciji na rubu Dinaridske karbonatne platforme i taloženju niz -pregib platforme. Radi se o vrlo strmom i tektonski uvjetovanom pregibu gdje je tektonski skok preko 4 000 m i gdje je moguće da je vrh paleotektonske strukture rotiran u smjeru Jadranskog bazena.

Sličan postupak predložili su Grandić i Veseli još 2002. godine.⁵ U spomenutom radu jasno je naznačeno da je mogući razlog izostanka otkrića nafte na strukturi Kate-1 činjenica da je ova struktura nakon početnog nastajanja u laramijskoj fazi i dodatnog oblikovanja u pirinejskoj fazi rotirala u smjeru obratnom od kazaljke na satu. Navedenom je rotacijom najvjerojatnije premješteno potencijalno ležište ove strukture u smjeru Dugootočkog bazena za približno 1,5 km. Bušotinom Kate-1 utvrđeni su samo brojni tragovi nafte umjesto komercijalnog ležišta. Od krovine eocenskih foraminiferskih vapnenaca koja se nalazi na 2 000 m do konačne dubine na 5 800 m utvrđene su pojave nafte koja je najvjerojatnije lateralno migrirala iz "izmaknutog" ležišta prema tjemenu strukture Kate.

Potencijalne zamke očekuju se prvenstveno na bokovima struktura u zoni protezanja periplatformnih klastita koje su označene na karti. Sukladno gore

opisanim uvjetima radi se o velikoj debljini i masi periplatformnih klastita koji prema seizmičkom profilu (TP 700-800) mogu imati debljinu i veću od 2 000 m. Ovaj geološki model predstavlja također interesantan objekt istraživanja tim više što je na susjednoj bušotini JJ-3 utvrđena nafta te se može zaključiti da se i ovdje radi o vrlo perspektivnom naftno geološkom objektu (sl. 17).

Profil Y-80-10, na sl.17, obuhvaća istaknutu strukturu na rubu karbonatne platforme. Na označenoj bušotini JJ-1 utvrđena je pojava srednje teške nafte.

Bušotinom JJ-1 koja se nalazi 15 km od bušotine JJ-3 u periplatformnim klastitima oligocena utvrđene su značajne količine "mokrog" plina (C4 - C7).

Opisani naftogeološki odnosi u području srednjeg Jadrana i naročito južnog Jadrana navode na potrebu temeljite reinterpretacije. Potrebno je prilagoditi koncepciju istraživanja pojedinih struktura novim saznanjima. Radi se posebno o negativnim utjecajima emerzionih procesa te je važno utvrđivanja potpune evolucije pojedinih strukturnih zamki od faze inicijalnog strukturiranja do prvih emerzija ili prekrivanja izolatorskim stijenama.

5. Preliminarna procjena naftogeološkog potencijala periplatformnih naslaga

Na temelju 12 interpretiranih profila Sjevernog, Srednjeg i Južnog Jadrana učinjena je preliminarna procjena potencijalnih rezervi. Pretpostavlja se naime da je ovo tek prva faza ove procjene koja treba biti nastavljena dodatnom interpretacijom seizmičkih profila.

Dodatni značaj naftogeološkog potencijala periplatformnih klastita dobio se je otkrićem nafte na strukturi Rovesti na talijanskoj strani Jadrana, gdje su se 2007. godine otkrivene komercijalne količine nafte. Za procjenu ukupnog volumena ležišnih stijena korišteni su poprečni profili na kojima je naznačen njihov presjek. Naravno da je teško za pretpostaviti da bi duž cijelog ruba karbonatne platforme isti sedimenti bili gotovo kontinuirano zasićeni ugljikovodicima ali za pretpostaviti je da zasigurno ima veći ili manji broj mogućih akumulacija koje bi sadržavale značajnije količine. Za potencijalno ležište potrebno je također ili lateralno isklinjavanje ležišnih stijena (klastita) prema nepropusnim naslagama ili rasjedi koji služe kao barijera. Uz pretpostavku da takvi uvjeti postoje možemo pokušati odrediti ukupni volumen ležišne stijene i procijeniti regionalni potencijal nakupljanja ugljikovodika.

Koristeći prosječne površine ležišne stijene izračunate iz presjeka poprečnih profila i uzdužno pružanje periplatformnih sedimenata približno je izračunat ukupni volumen. S obzirom na izraženu veliku nesigurnost u procjeni parametara za izračun, primijenjena je stohastička (Monte Carlo) simulacija da se dobije što realnija vrijednost, a zbog istog su i drugi parametri promatrani na vrlo striktni način. Na slici 18 prikazani su rezultati Monte Carlo simulacije.

Iz slike je vidljivo da se ukupni naftogeološki potencijal može procijeniti od 2 - 3,3 milijarde kubičnih

metara ekvivalenta nafte, odnosno 386 - 524 milijuna m³ uvjetno pridobivih rezervi. Naravno ove vrijednosti su bez izraženog geološkog rizika i prikazuju maksimalne vrijednosti koje možemo očekivati. U pokušaju procjene veličine pojedinog "leada" ukalkuliran je rizik od 95 - 99% što je usvojena vrijednost uzimajući u obzir slabu istraženost promatranoga "playa" (područja istraživanja) i nedokazane ugljikovodike. Stoga vrijednosti od 5,3-21,2 milijuna m³ uvjetne nafte kao pretpostavka za raspon pojedinoga "leada" (potencionalne akumulacije ugljikovodika) zapravo je granična da bi se upustilo u istraživanje istražnim bušenjem u odnosu na cijenu i rizik koje ono nosi.

Određivanje istražnih objekata i njihova isplativost još su ipak daleko od realiziranja jer treba prvo detaljnije odrediti ostale geološke parametre.

6. ZAKLJUČAK I PREPORUKE

Naftogeološka perspektivnost određenog područja obično se procjenjuje na temelju ispunjavanja za postojanje ležišta ugljikovodika a to su: (1) postojanje matičnih stijena, (2) postojanje depocentra sa povoljnim geotermalnim uvjetima za sazrijevanje organskog sadržaja, (3) uvjeti za migraciju u povoljne zamke, (4) postojanje ležišnih stijena sa dobrim kolektorskim svojstvima i (5) postojanje izolatorskih naslaga regionalnog rasprostranjenja.

U daljnjem tekstu biti će pobliže razmotreno postojanje ovih osnovnih naftogeoloških uvjeta.

Matične stijene. Kao što je ranije spomenuto, kao najznačajnije matične stijene u obzir su uzeti ladiničko-karnički euksinski šejlovi tipa "Vlasta-Komiža" naslaga. Na bušotini Vlasta-1 u ovim je naslagama utvrđen naime, ukupni sadržaj organskog ugljika do 4,2% kao i pojava srednje teške nafte. Ove naslage koje na spomenutoj bušotini imaju debljinu 1 360 m u smjeru Ravnih kotara prema seizmičkim profilima mogu dosezati debljinu i do 2 000 m. Interpretiraju se i u području seizmički utvrđenih depresija od Palagruže do depresija u podmorju otoka Mljeta.

Postojanje naftogenerativnih depocentara. Spomenute depresije smatrane su kao generativni depocentri koji su u vezi sa Kurveleshi trogom u Albaniji, a u genetskoj su vezi s naftnim poljima u području luke Vlora. U sadašnjoj fazi istraživanja naftogenerativne depresije nisu toliko izrazite u Srednjem i Sjevernom Jadranu

Udaljenost potencijalnih generativnih centara. Depocentri Palagruža i Mljet od 4,5 do 5,5 sekunda dubine nalaze se na udaljenosti koja može omogućiti dobru vezu za migraciju ugljikovodika. Primjer otkrića na strukturi ukazuje na vjerojatnost da je akumulacija ugljikovodika uvjetovana migracijom iz depocentara središnjeg djela bazena Južnog Jadrana i albanskog djela Jonskog bazena koji je poznat po brojnim horizontima matičnih stijena. Posebno je poznat Kurveleshi pojas u kojemu su utvrđeno pet horizonata euksinskih naslaga reto-lijaske, toarcijske ("posidonijski slojevi"), dogerske ("zeleni slojevi"), oksfordsko-titonske ("gornji rožnjaci") i glinovite naslage albske starosti. Spomenuti horizonti važni su i za perspektivnost

hrvatskog djela Jadranskog bazena obzirom na mogućnost migracije u smjeru otoka Lastovo i Palagruža.

Periplatormni klastiti kao potencijalne ležišne stijene. Prema interpretaciji seizmičkih profila L-16-82 i M-34-82 na jugozapadnom boku pregiba Dinaridske karbonatne platforme, anticipirane su dobre mogućnosti za akumulaciju ugljikovodika u stratigrafske zamke. Najčešće se radi o "uzlaznim klinoformama" koje isključuju nasuprot padini platforme odnosno prema rasjednoj plohi koja je uvjetovala postanak padine. Porozitet i permeabilitet ocijenjen je prema laboratorijskim podacima analize jezgara bušotine IM-3 budući da ne postoje druge bušotine u periplatformnim klastitima s laboratorijskim podacima.

Izolatorske stijene. Prema seizmičkim i bušotinskim podacima dobre izolatorske stijene čine naslage tercijara glinovito-laporovitog sastava sa nepropusnim svojstvima. Analogija sa bušotinom Rovesti-1 pokazuje da se radi o donjomiocenskim naslagama tipa Bisciario formacije. Pokrovne stijene nalaze se na bušotini Rovesti na 970 m dubine a prema interpretaciji seizmičkih profila nešto manje dubine mogu se očekivati na hrvatskoj strani Jadrana.



Autori:

Sanjin Grandić, Umirovljeni diplomirani inženjer geologije.
Viktora Kovačića 14, 10010. Zagreb, Croatia.
E-mail: sanjin.grandic@gmail.com

Ivan Kratković, INA d.d., Zagreb, SD Naftapljin

Igor Rusan, INA d.d., Zagreb, SD Naftapljin

UDK : 550.8 : 553.982 : 553.28 (497.5)

550.8	geološka istraživanja
553.982	ležišta nafte i plina
553.28	vrste ležišta, osobine ležišta
(497.5)	RH podmorje, dinaridi