

# O mogućnostima predikcije potencijala ugljikovodika na području dinaridskog sustava bora i navlaka

D. Spahić, B. Wygrala, Lj. Rundić

PRETHODNO PRIOPĆENJE

**Područje Dinarida (zapadni Balkan) karakteristično je po kompresionim paketima bora i navlaka mezozojske i neogenske starosti s različitim iznosima smicanja, kao i različitim vremenima deformacija. Osim veoma kompliciranih strukturno-tektonskih odnosa, istraživana regija karakteristična je i po bušenjem potvrđenom naftno-plinskom sustavu koji je još potpuno nedovoljno proučen. Suvremeno istraživanje ugljikovodika se temelji na interpretaciji seizmičkih podataka, podacima iz bušotina, podacima organske geokemije, kao i izučavanju povijesti toplinskog toka. Osim toga metode strukturnog modeliranja nužne su za interpretaciju, rekonstrukciju i potvrdu ovih istraživanja. Modeliranje naftno-plinskih sustava koristi se za integraciju svih raspoloživih geofizičkih i geoloških podataka u modelu naftno-plinskih sustava, za simulaciju generiranja ugljikovodika i njihovu migraciju, kao bi se unaprijedila predviđanja nepoznatih lokacija nafte i plina, svojstva fluida, uključujući prostiranje zona s povišenim tlakom. Ova metoda daje poboljšane rezultate kod potpune procjene resursa, kao pojedinačnog bazena tako i cijele naftno-plinske provincije.**

*Ključne riječi:* Dinaridi, kompresija, modeliranje bazena, naftni sustav, PetroMod, Techlink

## 1. UVOD

Povijest istraživanja ležišta ugljikovodika lociranih na području zapadnog dijela Balkanskog Poluotoka je vezana za nekoliko faza fokusiranih uglavnom na Panonski bazen i Jadransko more. Osim ovih relativno krupnih naftno-plinskih provincija, potencijal ugljikovodika drugih međusustava nije u potpunosti istražen, a djelomično je i potpuno nepoznat (npr. kopneni dio Dinarida). Posljednjih godina interes za istraživanja ovih dragocjenih energenta se povećao, kako u svijetu tako i na gotovo čitavom području Balkana, počevši od dobro istraženog južnog dijela Panonskog bazena, koji je uvijek privlačio najveću pažnju najčešće lokalnih naftnih geologa, pa do Jadranskog mora. U najnovije vrijeme (2013. i 2014.) interes za istraživanje ugljikovodika u kopnenom dijelu Dinarida (Bosna i Hercegovina) pokazuje i svjetski lider Shell. Međutim, šire istražno područje Dinarida se odlikuje stratigrafsko tektonskom heterogenošću i preoblikovano je intenzivnim kompresijskim pokretima, što znatno otežava korektnu ekonomsku procjenu isplativosti istraživanja ugljikovodika. Jedan od vodećih načina smanjenja rizika istraživanja sustava ugljikovodika je numeričko 1D, 2D i 3D modeliranje sustava ugljikovodika (petroleum system modeling) u nas poznato kao "modeliranje bazena".

Modeliranje sustava ugljikovodika je metoda zasnovana na slijedećim ključnim procesima: numeričkoj dekompakciji stijena (slojeva) baziranoj na reprodukciji dijagrama zrelosti i simulaciji podpovršinske migracije fluida. Migracija tj. trodimenzionalni podpovršinski tokovi ugljikovodika su uslovljeni poroznošću i permeabilnošću stijenskih paketa (kako u prirodi tako i u softveru), koji su opet u direktnoj funkciji spuštanja ili vertikalnog tonjenja bazena i taloženja novih slojeva.

Međutim, vertikalna dekompakcija u numeričkoj metodi temeljenoj na tonjenju bazena ne može direktno biti korištena za Dinaridski sustav zbog dominantnog horizontalnog smicanja slojeva (reverzno rasjedanje) koje dovodi do činjenice da smaknuti sloj dobiva "dvostruku Z koordinatu". To znači da je potrebno izračunati dekompakciju npr. jednog sloja i to na dvije različite pozicije uz reverzni rasjed što nije moguće u vertikalno strukturiranoj mreži. Razlika je u veličini konačne deformacije ("finite strain"), jer podinski blok uvijek trpi veću količinu vertikalnog stresa u odnosu na pokrovnu stijenu, što direktno utiče na razliku u poroznosti tj. permeabilnosti a time i na protok fluida. Najvažniji učinak je u različitoj termalnoj zrelosti zbog kinematičkog podizanja (hlađenje) ili relativnog spuštanja. Isključivo u slučaju softvera PetroMod® (Schlumberger) i dodatka Techlink® omogućena je tzv. "blokova raspodjela" pokrovnih i podinskih stijenskih masa distribuiranih oko reverznih rasjeda i navlaka.

To omogućava precizni proračun dekompakcije slojeva (poroznost i permeabilnost), te razliku termičke povijesti prije i poslije navlačenja. Korištenjem proračuna vremena navlačenja i nastale separacije glavnih dijelova stijena (blokova) omogućena je simulacija migracionih putova ugljikovodika 2D i 3D modeliranjem.

U kompleksnim strukturno-tektonskim uvjetima nastalih djelovanjem intenzivnih kompresijskih sila izazvanih različitim čimbenicima, uključujući solnu tektoniku, kinematska i palinspastička strukturna restauracija se koristi za procjenu pred deformacijskog stanja. Ove rekonstruirane paleogeometrije (pred deformacijske geometrije) mogu se direktno integrirati u softver za modeliranje naftno-plinskih sustava. Integracija rekonstruiranih profila omogućava potpuni geokronološki

pregled i bolje razumijevanje odnosa sedimentacijskih i naftnih sustava kroz geološko vrijeme. Modeliranje počinje rekonstrukcijom geometrije bazena (na osnovi seizmičkih podataka). Geometrija vizualizirana seizmičkim podacima daje bolji u geometriju slojeva i omogućuje izradu geološkog modela u kojem se može izračunati prvobitna geometrija i debljina slojeva. Uz paleogeometriju se također omogućava provjeru valjanosti geološke interpretacije. Uz objektivnu paleogeometriju svakog stratigrafskog događaja (stratigrafskog intervala), rezultat omogućuje provjeru valjanosti geološke interpretacije, a to daje potpuniji uvid u strukturno tektonsku povijest bazena, stvaranja i termokatalitičke zrelosti keroгена (Slika 1), kao i migracije i akumulacije nafte i plina.

## 2. KRATAK PREGLED STRUKTURNO-TEKTONSKIH ODNOSA

Dinaridski sustav je pozicioniran na konvergentnoj granici tektonskih ploča i razdvaja Jadransku i Tisa - Dacia mikro ploču u centralnom dijelu Mediterana (Slika 2).<sup>8</sup> Samo rasprostiranje Dinarida, kao kompleksnog regionalnog pojasa bora i navlaka, prema Alpama nije jasno definirano.<sup>2</sup> Pribičević i dr. (2002)<sup>7</sup> određuju regionalne rasjede kao granice među susjednim mega blokovima. Suvremena geometrija Dinarida je posljedica rotacije Afrike koja je dalje utjecala na razdvajanje Jadranske mikro ploče na dva dijela, od kojih se svaki kreće različitom brzinom direktno utičući na deformacije.<sup>7</sup>

Prema zvaničnoj podjeli, Dinaridi se dijele na Vanjske, Unutrašnje i Centralne Dinaride, gdje npr. Tomašić i dr. (2011) izdvajaju preko 30 navlaka. Hrvatović i Pamić (2005)<sup>2</sup> izdvajaju set geoloških jedinica u okviru Dinarida: (I) Karbonatna platforma Jadrana i Dinarida, (II) Bosanski fliš, (III) Zona ofiolita, (IV) Sava-Vardar zona, (V) paleozojsko-trijaski alohton Unutrašnjih Dinarida. Vanjski Dinaridi zajedno s Jadranskim morem su dugo smatrani za predgorni (foreland) sustav, često karakterističan po nalazištima ugljikovodika. Rast tj. kretanje navlaka, kako Vanjskih Dinarida tako i Apenina, je usmjeren prema području mora. Kao rezultat pravaca navlačenja, formirane su antiforme navlake pravca SZ-JI, tj. regionalni reverzni rasjedi kao i "backthrusts" (navlaka u kojoj rasjedni pomak ima suprotan smjer od napredovanja glavnog navlačenja) kasno pleistocenske starosti.<sup>3</sup>

Dinaridski sustav se može podijeliti na mezozojski i paleogeni kompleks koji su zahvaćeni kompresionim režimom u eocenu, a koji je posljedično rezultirao intra-montagne bazenima u neogenu. Kompresija i smicanje su izvršeni po "nekompetentnom" sloju evaporita tj. soli koja je migrirala najvjerojatnije uslijed tereta pokrovnih stijenskim blokova. Razlike među pomaknutim blokovima mogu biti velike, te tako u pojedinim dijelovima nedostaju cjelokupni kredni sedimenti (npr. slika 3, centralni blok između Paklenice i Une), ukazujući na mogućnost erozije, kao i na sama kompresijska kretanja. Pravilna kvantifikacija erozije, također ima veliki udio u korektnoj restauraciji termo katalitičke zrelosti matičnih stijena i posljedičnoj migraciji i akumulaciji ugljikovodika. Svi deformacioni događaji, kao npr. permo-trijaski rifting, jursko

otvaranje Dinaridskog Tetisa itd. (Hrvatović i Pamić, (2005)<sup>2</sup> moraju biti sastavni dio bazenskog modeliranja.

## 3. OSNOVNE KARAKTERISTIKE NAFTNO-PLINSKIH SUSTAVA DINARIDA ("MAIN PLAYS")

Naftno plinski sustav čine četiri osnovna elementa: matične stijene s generatorskim potencijalom, ležišne stijene, zaštitne stijene, kao i povoljni vremenski odnosi koji dovode do formiranja i zapunjenja zamki.<sup>5</sup> "Play" podrazumijeva sustav mogućih ležišta ugljikovodika s potencijalnim ili poznatim matičnim stijenama.

Ugljikovodici su otkriveni širom Zapadnog Balkana, najčešće u Panonskom bazenu, gdje je proizvodnja dostizala, npr. iz hrvatskog dijela, oko 3 milijuna tona sirove nafte godišnje. Međutim, područje Vanjskih Dinarida, i to počevši od okoline Zadra pa sve do Crnogorskog dijela Jadranskog mora, također je obilježeno dokazanim naftnim sustavima koji su opet u funkciji različitih depo centara.<sup>1</sup> Taj sedimentacioni sustav doseže preko 15 km dubine.<sup>9</sup> Najvjerojatnije je čitav naftno-plinski sustav predstavljen kako termogenim ugljikovodicima (najvjerojatnije čitav sjeverni dio vanjskog pojasa), tako i plinom biogenog porijekla u pliocenskim i pleistocenskim pijescima. Biogeni "play" je potvrđen u hrvatskom i talijanskom dijelu. Prema tipu kolektora, sustav istraživanog pojasa ugljikovodika se dalje može podijeliti na klastični i karbonatni play.

U okviru crnogorskog dijela Jadrana, registrirani su direktni indikatori ugljikovodika ("flat spots") u oligocenskim, pliocenskim i pleistocenskim sekvencama. Strukturne zamke su predstavljene naborima tzv. "ramp" antiklinalama, kao i rasjednim tipom zamki. Eocenski i oligocenski klastični kolektori mogu se svrstati kako u strukturni, tako i u stratigrafski tip. Međutim, uspješno istraživanje i procjena resursa, obuhvaća i pronalaženje i kategorizaciju glavnih kolektora tzv. "lead" što zahtijeva daljnja istraživanja a prvenstveno organsko geokemijsku analizu, razumijevanje odnosa između matičnih stijena i poznatih fluida, generiranje, migraciju akumulaciju i njihovu zapreminu in situ, kao i svojstva u površinskim uvjetima. Neophodno je imati na umu da se svi spomenuti koraci primjenjuju i na alohtone i na autohtone naslage.

## 4. PALEOREKONSTRUKCIJA GEOLOŠKE SEKCIJE (A-A")

Izabrani regionalni 2D geološki profil (Tomašić i dr., 2011) povezuje centralni Jadran do granice između Hrvatske i Bosne i Hercegovine, kao pravac koji je okomit na navlačnu deformacionu frontu. Također, geološka interpretacija je dijelom temeljena na bušotinama u Jadranu i podacima s Osnovne Geološke Karte SFRJ 1: 100 000. Profil se pruža pravcem SI-JZ i presijeca glavne reverzne rasjede. Zbog manjka podataka, izvršena je gruba litološka aproksimacija, koja ipak zadovoljava svrhu afirmacije prikazanih metoda. Najvažniji kriteriji stijenskih masa kao što su Poissonov koeficijent, smično naprezanje (Shear Stress) i gustoća same stijene preuzeti su iz softvera Dynel® 2D (<http://www.software.slb.com/products/foundation/pages/igeoss.aspx>).

Strukturalna restauracija je izvršena u softveru Dynel® 2D koji omogućava balansiranje geometrije samih slojeva imajući u sebi geomehaničke osobine (koeficijent Poissona i modul Junga, gustoća stijena) za svaku od poznatih stijenskih masa, kao što su npr. vapnenac, pješčenjak, glinjak ali i za magmatske intruzije poput granita, bazalta itd., (slika 4a). U ovom radu je za potrebe paleorekonstrukcije, profil grubo podijeljen na zonu s vapnencima (trias i jura) kao i klastičnu zonu s pješčenjacima i glinama (kreda i tercijar).

Rezultat restauracije, uravnoteženog geološkog profila je pokazao da interpretirani geološki profil ipak zahtijeva dalju reinterpretaciju u dubinskim dijelovima. Uočavaju se nedostaci koji su vezani s debljinom slojeva, naročito oko glavnih reverznih rasjeda, kao i u erodiranim dijelovima (slika 4b). Međutim, ovakvi problemi su razumljivi, jer je veoma teško, čak i na jako dobrim seizmičkim sekcijama uočiti i ispratiti pružanje deformacije i korelirati s debljinama koje su funkcija uvjeta taloženja, gdje su, kao u slučaju Dinarida, slojevi naknadno veoma deformirani.

## 5. TEMPERATURNI MARKERI KAO KONTROLA MODELIRANJA: PRIMJER "MONGAS" NABOR (VENEZUELA)

Nakon završene paleorekonstrukcije geološko tektonskih događaja kao i rekonstrukcije kompletnog historijata bazena (uključujući paleotemperaturnu povijest) pristupa se modeliranju naftno-plinskog sustava, tj. bazenskom modeliranju. Nakon završene palinspastičke i regionalne rekonstrukcije bazena (uključujući paleotemperaturnu), pristupa se modeliranju naftno plinskog sustava tj. bazenskom modeliranju. Najprije se svaki stratigrafski događaj tijekom post deformacijske faze kao posebna jedinica unese putem PetroMod® modula TecLink. Zatim se svaki događaj diskretizira po blokovima i kronostratigrafskim kriterijima, unatrag sve do posljednje predkompresijske faze. Nakon toga, dekompakcija se odvija automatski prema standardnim algoritmima.

Na istraživanom profilu uslijed nedostatka podataka, o glavnim elementima sustava, kao što je sastav organske materije matičnih stijena, kvaliteta izolacijskih pokrovnih stijena, kvaliteta kolektora, dani su kratkom prikazu 2D modela iz naftne provincije Mongas u Venezueli.<sup>6</sup> Glavni razlog za takav izbor je dostupnost terenskih podataka polja Mongas, kao i postojanju dovoljne količine kalibracijskih podataka potrebnih za kontrolu kvalitete bazenskog modela.

Uspješno modeliranje i kalibracija tj. kontrola bazenskih modela u kompresionim uvjetima, zavisi prije svega od termalne povijesti pokrenutih blokova. Posebno su važna mjerenja temperature u bušotini, kao i podaci o refleksiji vitrinita iz svakog od pokretanih blokova. Jedna od karakteristika ovakvih sustava je relativno nizak geotermički toplinski tok koji može biti oko 35 mW/m<sup>2</sup> (Mongas, Venezuela) što se povezuje s "thin-skinned" tipom navlačenja, bez učešća duboko spuštene podloge (basement-a). Pozicija termo-katalitičkog (katagenskog) prozora može utjecati na dubinu bušenja.

Najčešće se kao marker za kalibraciju koristi refleksija vitrinita, u vidu trenda koji je dobiven uzorkovanjem tijekom bušenja i/ili na izdancima (slika 5).

Termalna maturacija razdijeljenih blokova, koji su se kretali horizontalno, uglavnom zavisi od veličine kretanja, odnosno količine ekshumacije/subsidence. Pred deformacijska termo-katalitička zrelost može značajno varirati ovisno od tipa deformacija odnosno rasjedanja.

## 6. ZAKLJUČAK

Potencijal ugljikovodika Dinaridskog naftno-geološkog kompleksa je nedvosmisleno dokazan postojanjem niza indikatora. Cilj ovog saopćenja je ukazati na nove metode koje mogu omogućiti rentabilnu evaluaciju potencijala ugljikovodika čak i na prostorima kao što su kompresione strukture Dinaridskog sustava bora i navlaka. U takvim, veoma kompleksnim naftno-geološkim uvjetima, ključni uvjet je smanjenje rizika i rentabilnost istraživanja predstavljena pozitivnim odnosom samih troškova istraživanja i vremenom potrebnim za produkciju ugljikovodika. Iz tih razloga, preporučuje se kompletna naftno geološka evaluacija perspektivnosti područja. U tom smislu, potrebno je uraditi sljedeće:

(i) Regionalna geološka istraživanja s ciljem utvrđivanja detaljnih kronostratigrafskih događanja i njihova korelacija sa seizmičkim i bušotinskim podacima ;

(ii) Regionalna i detaljna geokemijska ispitivanja i uzorkovanja. U ova ispitivanja se mogu uvrstiti analize na samoj nafti kao i analize na potencijalnim matičnim kompleksima (Rock Eval, refleksija vitrinita, biomarker korelacija nafta-matične stijene, model kinetičke reakcije razlaganja kerogena).

(iii) Detaljna strukturno-tektonska istraživanja, kvantifikacija kretanja po rasjedima kao i korelacija s glavnim deformacionim fazama. Krajnji rezultat je balansirana 2D sekcija, ili 3D seizmička kocka.

(iv) Modeliranje bazena i sustava ugljikovodika, simulacija i analiza najprije regionalnog potencijala, proračun glavnih putova migracije i akumulacije

(v) Korelacija i kalibracija postojećih 2D i 3D modela i njihovih koncepata sa stvarnim parametrima/ podacima. (Napomena: kalibracija zahtijeva novu simulaciju).

(vi) Evaluacija pojedinačnih nalazišta ugljikovodika i kalibracija fluida (obujam, kvaliteta, API, GOR).

(vii) Istražno bušenje i potvrda konceptualnog modela.

© Mark of Schlumberger



Autori:

**Darko Spahić**, Schlumberger, Leningradskoe shosse, Moscow, RF, E-mail: DSpahic@slb.com; darkogeo2002@hotmail.com

**Bjorn Wygrala**, Schlumberger, Aachen, Germany.

**Ljupko Rundić**, University of Belgrade, Faculty of Mining and Geology, Kamenička 6, 11000 Belgrade, Serbia.

UDK : 550.8 : 553.982 : 553.28 : 550.4 (497.5)

550.8	geološka istraživanja
553.982	ležišta ugljikovodika-nafte
553.28	vrste ležišta, osobine ležišta
550.4	geokemijska istraživanja
(497.5)	R Hrvatska, Dinaridi