

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Preddiplomski studij naftnog rudarstva

**MOGUĆI UGLJIKOVODIČNI POTENCIJAL SEDIMENATA
JADRANSKE KARBONATNE PLATFORME U HRVATSKOM
PODMORJU JADRANA**

Završni rad

Marijan Šapina

N 3659

Zagreb, 2014.

Mogući ugljikovodični potencijal sedimenata Jadranske karbonatne platforme u hrvatskom podmorju Jadrana

Marijan Šapina

Završni rad je izrađen na: Sveučilištu u Zagrebu

..... Rudarsko–geološko–naftnom fakultetu
..... Zavodu za geologiju i geološko inženjerstvo,
..... Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

SAŽETAK

Osnovni cilj ovoga rada bio je analiza postojećeg ugljikovodičnog potencijala te usporedba s već istraženim potencijalnim ležištima u sedimentima Jadranske karbonatne platforme hrvatskog dijela Jadranskog mora. Jadranska karbonatna platforma, jedna od najvećih karbonatnih platformi u Perimediteranskom području, rasprostire se od sjeveroistočne obale Jadranskog mora do Apulijske karbonatne platforme na jugu, Apeninske platforme na jugozapadu te Panonskog bazenskog sustava s kojim Dinaridi, kao dio Jadranske karbonatne platforme, graniče na istoku. Od početka istraživačkog bušenja 1970. do 2000. godine ukupno je izrađeno 116 istraživačkih i 12 razradnih bušotina, te snimljeno 75 000 km² seizmičkih profila. Međutim, ti podatci obuhvaćaju i bušenja pliocensko-kvartarnih taložina u Sjevernom Jadranu. Ugljikovodični potencijal, naročito ugljikovodika od metana do pentana, te pojava sumporovodika, vode i ugljikovog dioksida, javlja se u mezozojskom bazenu u anhidritno-karbonatnim kompleksima, što je i potvrđeno dubokim bušotinama Brač-1β i Vis-1. Time su potvrđene pretpostavke da naslage s anhidritnom krovinom predstavljaju zatvorene cjeline glede nakupljanja fluida u zamke, a time i moguće naftno-plinske geološke sustave s moguće isplativim količinama ugljikovodika.

Ključne riječi: Jadranska karbonatna platforma, karbonati, litostratigrafija, mezozoik,ugljikovodici

Završni rad sadrži: 26 stranica, 7 slika i 1 tablicu

Jezik izvornika: hrvatski

Završni rad je pohranjen u: Knjižnici Rudarsko–geološko–naftnog fakulteta,
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Mentor: Dr. sc. Tomislav Malvić, izv. prof. RGNF-a, znanstveni savjetnik, vodećistručnjak u INI

Ocjenjivači: 1. Dr. sc. Tomislav Malvić, izvanredni profesor RGNF-a

.....2. Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNF-a

.....3. Dr. sc. Jasna Orešković, docentica RGNF-a

Datum obrane: 19.IX.2014., Rudarsko–geološko–naftni fakultet

SADRŽAJ

I. POPIS TABLICA.....	III
II. POPIS SLIKA.....	III
1. UVOD.....	1
2. ZEMLJOPISNI SMJEŠTAJ	2
3. PREGLED NEKIH ISTRAŽIVANJA PODRUČJA JADRANSKE - KARBONATNE PLATFORME	4
4. LITOSTRATIGRAFIJA JADRANA.....	8
5. OPĆENITA PETROFIZIKALNA SVOJSTVA KARBONATNIH STIJENA.....	10
.....5.1. Petrofizikalna svojstva međuzrnastih pornih prostora.....	13
.....5.2. Petrofizikalna svojstva frakturnih (kavernoznih) pornih prostora.....	15
6. PREGLED DOSADAŠNJEG ISTRAŽIVAČKOG BUŠENJA I POJAVA UGLJIKOVODIKA U HRVATSKOM DIJELU JADRANA.....	18
7. PREGLED REZULTATA, PROCJENA O BUDUĆIM OTKRIĆIMA TE ZAKLJUČAK	21
8. LITERATURA.....	23

I. POPIS TABLICA

Tablica 4-1. Petrofizikalna klasifikacija tipova pora u karbonatnim stijenama.....	12
---	----

II. POPIS SLIKA

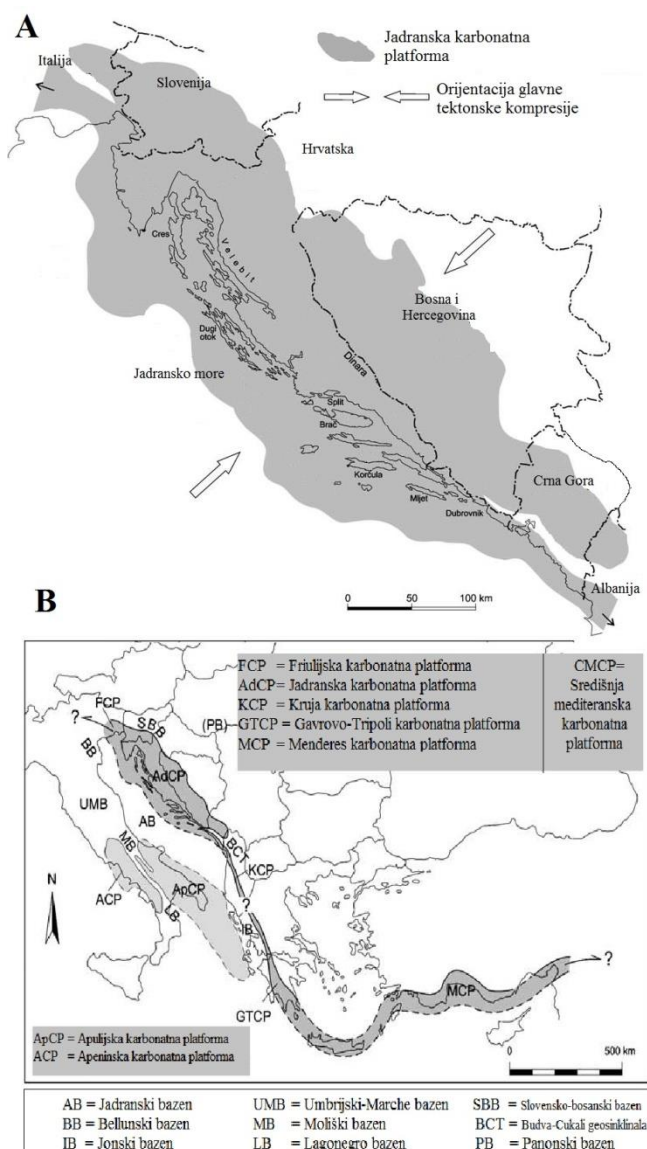
Slika 2-1. Karta rasprostiranja Jadranske karbonatne platforme i karbonatnih platformi usredišnjem Mediteranu.....	2
Slika 3-1. Ugljikovodične zone Perijadranskog područja	4
Slika 3-2. Karta dokazanih ležišta Perijadranskog područja i potencijalnih ležišta na JKP-u	6
Slika 3-3. Pregledni stratigrafski stup podmorja sjevernog Jadrana.....	7
Slika 5-1. Mikroskopski izbrusci nekavernoznih vapnenačkih struktura.....	14
Slika 5-2. Geološka i petrofizikalna klasifikacija međuzrnastih pornih prostora karbonatnihstijena temeljena na veličini i sortiranju zrna i kristala	15
Slika 5-3. Geološka i petrofizikalna klasifikacija pukotinskih pornih prostora temeljena nameđusobnoj povezanosti kaverni.....	17

1. UVOD

Perimediteranski prostor je mozaik geoloških područja sastavljen od prostorno i vremensko sličnih tektonsko-sedimentnih ciklusa. Tektonska evolucija se odvijala od kontinentalnog pucanja u razdoblju od trijasa do donje jure pa sve do kontinentalne kolizije i stvaranja granica u razdoblju od gornje krede do holocena (Zappaterra, 1994). Republika Hrvatska svojom površinom zauzima dio Jadranske karbonatne platforme, jedne od najvećih mezozojskih karbonatnih platformi u Perimediteranskom području. No, njena geološka i paleogeografska evolucija je iznimno složena. U Dinarskom je gorskom sustavu i hrvatskom dijelu Jadranskog mora u sedimentima iz razdoblja krede i na granicama krede i jure zanimljiva obilježenost ležišnim potencijalom. Prema tome, u ovome radu će se uzeti u obzir određene geološke varijable poput šupljikavosti, propusnosti i zasićenja stijena, ugljikovodični potencijal tog područja i usporediti s već opisivanim potencijalnim ležištima platforme (Velić, 2007; Malvić, 2006) te doći do novih sinteznih pregleda na tu temu. Sinteza je načinjena geološkim i litostratigrafskim prikazom i opisom već istraženih ugljikovodičnih područja te definiranjem i klasificiranjem potencijalnih naftoplinonosnih područja.

2. ZEMLJOPISNI SMJEŠTAJ

Naslage Jadranske karbonatne platforme nalaze se danas najvećim dijelom u Hrvatskoj, te još u Italiji, Sloveniji, Bosni i Hercegovini, Crnoj Gori i Albaniji (slika 2-1). Te naslage čine veliki dio cijelog karbonatnog slijeda hrvatskog dijela krša Dinarida, koji mjestimice nadilazi debljinu od 8000 m (Tišljar et al., 2002; Velić et al., 2002) sa stratigrafskim rasponom od srednjeg perma do eocena (Velić et al., 2002). Jadranskoj karbonatnoj platformi, definiranoj kao zasebnom paleogeografskom entitetu izoliranom od ostalih dijelova bivših velikih karbonatnih platformi u njezinoj okolini (pa danas i Jadranu), mogu biti pridružene naslage u rasponu od donje jure do kraja krede (Vlahović et al., 2005).



Slika 2-1. Karta rasprostiranja Jadranske karbonatne platforme (A) i karbonatnih platformi u središnjem Mediteranu (B) (modificirano prema Vlahović et al., 2005)

Najvažniji zadatak za određivanje Jadranske karbonatne platforme je razlikovanje paleogeografske veze platforme tijekom mezozoika i trenutne makrostrukture Dinarida, izdignutih tijekom kenozoika. Dinaride čine dva različita dijela: Vanjski Dinaridi uz Jadransko more, te Unutarnji Dinaridi, smješteni između Vanjskih Dinarida i Panonskog bazenskog sustava (Vlahović et al., 2002). Samo ime Jadranske karbonatne platforme odgovara današnjem njezinom zemljopisnom smještaju, budući da se pruža od sjeveroistočne obale Jadranskog mora do Apulijske karbonatne platforme na jugu, Apeninske platforme na jugozapadu te Panonskog bazenskog sustava s kojim Dinaridi, kao dio Jadranske karbonatne platforme, graniče na istoku (slika 2-1). Na današnje dimenzije je svedena prvo dezintegracijom Jadranskog proto-bazena u ranoj juri kojom nastaju potpuno nove karbonatne ploče – Jadranska, Apulijska i Apeninska (Vlahović et al., 2005), zatim tektonskom kompresijom nataloženih karbonata u paleogenu, što je utjecalo na konačno izdizanje Dinarida u smjeru sjeverozapad-jugoistok, takozvani „Dinarski smjer pružanja“ te neogenskom transpresijom i izdizanjem otoka. Tragovi Jadranske karbonatne platforme mogu se naći sve do Grčke. Jedina upitna granica platforme je područje između Albanije i Grčke, gdje su ostaci karbonatne platforme iz gornje krede i eocena prekriveni (Vlahović et al., 2005). Jugozapadne granice Jadranske karbonatne platforme su prekrivene naslagama iz Jadranskog mora. Nasuprot tome, na sjeveroistoku su izložene na području Žumberačke gore i Samoborskog gorja.

3. PREGLED NEKIH ISTRAŽIVANJA PODRUČJA JADRANSKE KARBONATNE PLATFORME

U Perijadranskom području (uključujući Jadransku karbonatnu platformu) proizvodnja teške nafte postoji u Srednjem Jadranu u Pescara bazenu, dok je u Južnom Jadranu proizvodnja zastupljena u zonama teške i lagane nafte te bitumenskim zonama (Albanska egzogeosinklinala te Jonski bazen) (slika 3-1). U cijelom Perijadranskom području definirana su tri matična kronostratigrafska intervala (Zappaterra, 1994):

- a) Matične stijene, starosti od srednjeg trijasa do donje jure, koje sadrže naftonosne i bogate matične stijene, taložene u bazenskim područjima;
- b) Sedimenti jure i krede taloženi u anoksičnim bazenima karbonatnih platformi;
- c) Terigeni, plinonosni slojevi turbiditnih i flišnih nizova neogena.



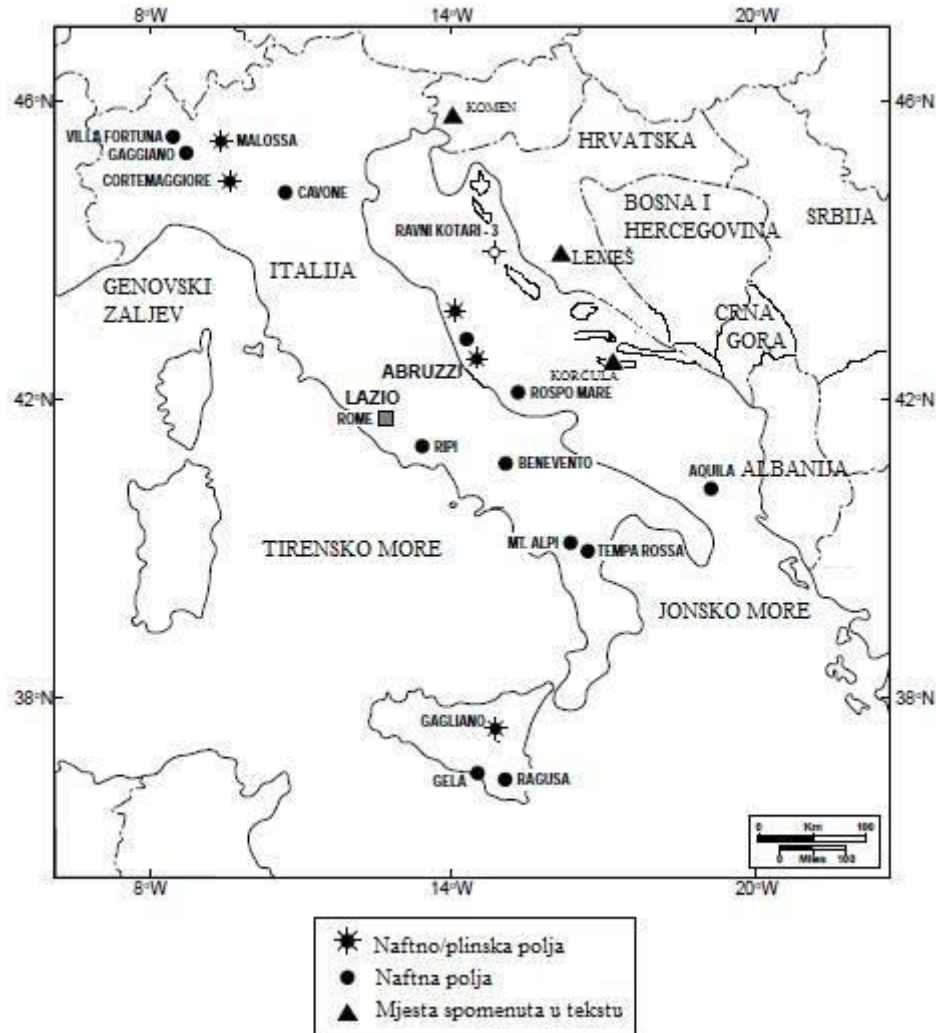
Slika 3-1. Ugljikovodične zone Perimediteranskog područja (modificirano prema Zappaterra, 1994)

Podrijetlo nafte i plina je organsko, tj. ugljikovodici su proizvod izmjene organskih tvari iz biljnog i životinjskog (mikro)svijeta (npr. Malvić i Velić, 2008). Važna spoznaja u kompleksnom procesu nastanka ugljikovodika je da se organski materijal (fragmenti, kršje biljaka i životinja) najbolje očuva u sitnozrnastim sedimentima nastalima bez prisutnosti kisika (Malvić i Velić, 2008). Proces se sastoji od dijagenoze, katagenoze i metagenoze.

Dijageneza se događa pri niskim temperaturama, na malim dubinama i uz određene kemijske i biološke reakcije. Mnogi kemijski spojevi u sedimentima su tada u stvari posljedica izmjena pod utjecajem bakterija. O tome govori i činjenica da je jedini ugljikovodik koji se javlja u toj fazi metan nastao mikrobiološkom aktivnošću. Porastom debljine sedimenata, dubine zalijeganja i temperature nastupa druga faza geneze ugljikovodika, katageneza (Malvić i Velić, 2008). Prosječni geotermalni gradijent u Zemljinoj kori iznosi približno 2,7 °C/100 m. Proučavanja maturacije različitih vrsta nafti pokazala su da se, u uvjetima prosječnoga geotermalnoga gradijenta, temperature potrebne za stvaranje nafte nalaze na dubinama između 1250 i 9000 m. Na većim temperaturama u dubini obično nastaje plin, a na dubinama manjim od 1250 m temperature su preniske da bi uopće nastali nafta ili plin. U završnoj fazi, metagenezi, na velikim dubinama i visokim temperaturama nastaju uvjeti kada kerogen, najveće i najkompleksnije molekule nastale od organske tvari u fazi dijageneze, dobiva uređeniju strukturu i stvaraju se bitumen i produkti koji se sastoje od malih molekula plina (Malvić i Velić, 2008).

U Jadranskoj karbonatnoj platformi i Dinaridima, prema geološkim i geokemijskim analizama, srednje do bogato zasićeni slojevi matičnih sedimenata su iz razdoblja gornje jure do donje krede (Barić i Tari, 2005, preneseno npr. u Malvić, 2006). U Vanjskim Dinaridima su poznati facijesi Lemeš koji sadrže organski materijal u koncentraciji od 0,53% do 26,71%. Sapropelni, vodikom bogati organski materijal, pokazuje veliki naftni potencijal u rasponu od 2,07 do 153,12 mg CH/g stijene. Koncentracija organskog materijala u ležištima Jadranskog mora (slika 3-2) je u rasponu od 0,37% do 4,70%, a naftni potencijal iznosi do 10,76 mg CH/g stijene. Spomenuti matični slojevi sadrže iznimne količine sumpora, ali i teški bitumen. Matične stijene su u dijagenetskoj i ranoj katagenetskoj fazi, no određeni slojevi stvaraju ugljikovodike u toj ranoj dijagenetskoj/katagenetskoj fazi (Barić i Tari, 2005). Sedimentne naslage krede su zanimljivije jer ih karakterizira veliki ležišni potencijal. Posebice se ističe u crnom vapnencu i dolomitima čiji sadržaj organskog materijala varira od nekoliko (npr. slovensko Komen ležište vapnenca) (Ogorelec et al., 1987) do više od 20% (Jenkyns, 1991). Općenito, geokemijske analize iz središnjeg dijela Jadranske karbonatne platforme ukazuju na koncentraciju organskog materijala u rasponu od 0,30-4,72%. Pretpostavlja se da je dubina naftnog prozora na 5000-6000 m. Uzevši u obzir geotermalni gradijent, cijela Jadranska karbonatna platforma je relativno hladno naftno-geološko područje s geotermalnim gradijentom od 1 do 2,8 °C/100 m (Cota i Barić, 1998), posebno u

područjima otoka Korčule i Lastova te Dinare sa gradijentom manjim od 1,0 °C/100 m (Britvić et al., 1991).



Slika 3-2. Karta dokazanih ležišta Perijadranskog područja i potencijalnih ležišta na JKP-u (modificirano prema Zappaterra, 1994)

Starost		Litološki sastav	Opis litološkog sastava
kvartar	pleistocen i holocen		lapori, siltni lapori, laporovite i pjeskovite gline, pijesak i pješćani piroklastiti, proslojci ugljena
neogen	miocen		mekani siltni lapori, vapnoviti pješćenjaci, vapnenačke valutice
paleogen	oligocen		lapori s, mjestimice s proslojcima vapnenca i siltita
	eocen		vapnenci, sivi lapori, siltiti
	paleocen		fliš
kreda	gornja		glinoviti vapnenci, vapnenci, marliti, ponešto breča
	donja		
jura	gornja		vapnenci sa stromatolitima, nodule čerta, bioturbacije
	srednja		madstoni s brojnim nodulama čerta
	donja		rekristalizirani dolomiti i vapnenci
trijas	gornji		kasnodijagenetski dolomiti s nešto relikata madstona
	srednji		dolomiti, mjestimice glinoviti pijesak, čert, šejlovi, nodule anhidrita i gipsa, breče
	donji		pjeskoviti vapnenci, dolomiti, šejlovi, ooidni vapnenci blago kristalizirani, breče

Slika 3-3. Pregledni stratigrafski stup podmorja sjevernog Jadrana (prema Velić, 2007)

4. LITOSTRATIGRAFIJA JADRANA

Sjevernoamerički stratigrafski kodeks (North American Commission On Stratigraphic Nomenclature, 2005) definira formalnu klasifikaciju litostratigrafskih jedinica, a to su supergrupa, grupa, formacija, član i sloj. Formacija je temeljna jedinica litostratigrafske klasifikacije. To je dio stijene definiran litografskim karakteristikama i stratigrafskom pozicijom. Formacije su osnovne litostratigrafske jedinice korištene u opisivanju i interpretiranju geologije nekog područja. Formacija može biti od materijala raznih izvora i može sadržavati prekide u taloženju. Treba imati određeni stupanj litografske homogenosti ili razlikovna litografska svojstva. Između gornjih i donjih granica može sadržavati stijenu jednog litografskog sastava, ponavljanje dva ili više litografskih sastava ili iznimnu litografsku heterogenost koja je jedinstvena u usporedbi sa susjednim stijenskim jedinicama. Razlikovne litološke karakteristike objedinjuju kemijske i mineraloške sadržaje, teksture i dopunska svojstva kao što su boja, primarna sedimentacija ili vulkanska struktura, fosili (gledani kao stijenotvorne čestice), ili ostali organski sadržaj (ugljen, naftni škriljavac). Uzajamno povezane formacije se definiraju grupama, što može biti korisno u kartiranju i stratigrafskoj analizi. Formalni naziv skupa međusobno povezanih grupa ili grupa i formacija koje imaju zajednička litološka svojstva naziva se supergrupa. Sjevernoamerički stratigrafski kodeks definira i litografsku jedinicu član. Definirana je kao dio formacije zato što sadrži svojstva koja ju razlikuju od susjednih dijelova formacije. Neke formacije su potpuno podijeljene u članove, neke mogu imati samo određene dijelove definirane kao članove, dok neke uopće nemaju podjelu na članove. Član se može protezati iz jedne formacije u drugu. Kao najmanja litostratigrafska jedinica uzima se sloj. Samo se slojevi koji su od iznimne geološke (npr. sloj-marker) ili ekonomske (npr. naftni pješčenjaci) važnosti imenuju.

Praćenjem Sjevernoameričkog stratigrafskog kodeksa određene su četiri litostratigrafske jedinice reda formacije, a to su: formacija Dinaridi, mezozojske starosti, formacija Susak, miocensko-paleocenske starosti, formacija Istra pliocenske starosti te formacija Ivana, pleistocensko-holocenske starosti.

U području Sjevernog Jadrana naslage paleocenske do miocenske starosti mogu se naći tek mjestimice i to uglavnom u dubljim prostorima gdje su predstavljene karbonatima (Velić i Malvić, 2011). Nasuprot tomu, pliocenski, pleistocenski i holocenski sedimenti prekrivaju cijelo područje i znatnih su debljina, a predstavljeni su laporima, glinama,

siltovima, silitima, pješčenjacima i pijescima. Na području nekoliko plinskih polja probušene su ili nabušene karbonatne naslage koje su u polju Marica određene starošću od paleocena do donjega miocena. Slično je određena starost vapnenaca u širem prostoru polja Katarina, prema Italiji, gdje su oni svrstani u srednji i gornji eocen (Velić i Malvić, 2011). Takvi sedimenti zasada su opisani samo na zapadnom rubu zone sjevernojadranskih polja prema Italiji, tj. približno na granici JKP prema Jadransko-jonskom bazenu. To je litološki homogen litofacijes karbonata nađen tek mjestimice i slabije je istražen pa se smatra da bi za sve sedimente Jadranskog bazena starosti od paleocena do miocena trebalo zadržati postojeću formaciju Susak. (Velić i Malvić, 2011). Sve eventualno nabušene sedimente u području Sjevernog Jadrana za koje je pretpostavljena ili dokazana mezozojska starost, kao što su kredne stijene u polju Marica, i dalje bi trebalo nazivati formacijom Dinaridi. (Velić i Malvić, 2011). Pliocenski sedimenti su u hrvatskom dijelu Sjevernog Jadrana, prvenstveno na temelju uzoraka iz plinskih polja, okarakterizirani kao nepropusni. Karakterističan opis pliocenskih naslaga u hrvatskom dijelu načinjen je na lokalitetu Istra More (Kalac, 2008) gdje je on podijeljen na donji pliocen s laporima te rijetkim glinama i siltovima ukupnih debljina 10-50 m, srednji koji sadrži laporovite gline, silit i djelomice pijesak ukupnih debljina 25-250 m, te gornji pliocen s laporima i rjeđe pješčenjacima debljina 50-200 m (Velić i Malvić, 2011). Pliocenski litofacijes, koji je pretežito homogen, može se imenovati kao formacija Istra. Naslage pleistocena su transgresivne na pliocenske uz približne debljine od 400 do 1900 m (Kalac, 2008). Pleistocen se dijeli na donji i gornji. Rani pleistocen sadrži laporovite gline, glinovite lapore, proslojke silita i pijeska te slabo vezano pješčenjake (Velić i Malvić, 2011). Gornji pleistocen izgrađen je od pjeskovito-laporovitih glina i glina s proslojcima pijeska i silta, a u njegovu starijem dijelu mogu se pojaviti i ugljeni proslojci. Glavno obilježje pleistocenskih sedimentata je vrlo slaba kompakcija, te pojava slojeva pijeska i silta debljine nekoliko metara. Pleistocenski litofacijes se može promatrati kao monotona izmjena nepropusnih (gline, glinoviti lapori) i propusnih (siltovi, pijesci, pješčenjaci) sedimentata, pa se kao tipski lokalitet pleistocenskih deltnih i prodeltnih sedimentata može izdvojiti plinsko polje Ivana. Zato se predlaže da se pleistocenske naslage izdvoje kao formacija Ivana (Velić i Malvić, 2011).

5. OPĆENITA PETROFIZIKALNA (LEŽIŠNA) SVOJSTVA KARBONATNIH STIJENA

Cilj ležišne karakterizacije je opis prostornog razmještaja petrofizikalnih parametara, kao što su šupljikavost, propusnost i zasićenje. Sav porni prostor je podijeljen na međuzrnasti (međučestični i međukristalni) te pukotinski (npr. Lucia, 1995). U nekavernoznim karbonatnim stijenama, propusnost i kapilarna svojstva mogu biti opisana veličinom čestica, njihovim razmještajem i međučestičnom šupljikavošću (kavernozna šupljikavost oduzeta od ukupne). Porni prostor mora biti klasificiran s obzirom na strukturu stijene i petrofizikalna svojstva (Lucia, 1995). Archie (1952) je primijetio da se ne mogu svi porni prostori promatrati koristeći mikroskop s deseterostrukim povećanjem i da površinska struktura odlomljene stijene odražava šupljikavost (poroznost) matriksa. Stoga, porni prostor podijeljen je u matriks i vidljivu šupljikavost. Karotažnim mjerenjima u bušotini moguće je doći do vrijednosti šupljikavosti. Mjerenje električne otpornosti u bušotini daje zbirnu vrijednost otpornosti minerala i fluida (tekućih i plinskih) u pornom prostoru. Pješčenjaci, vapnenci, dolomiti i čertovi, evaporiti i ugljeni slojevi odlikuju se velikom otpornošću mineralnog matriksa, tj. više od $10^6 \Omega\text{m}$ (npr. Malvić i Velić, 2008). Kako je odnos otpornosti stijene pješčenjaka potpuno zasićenog slojnom vodom i otpornosti slojne vode konstantan, taj odnos nazvan je faktor formacije (jednadžba 5-1):

$$\frac{R_o}{R_w} = F \quad (5-1)$$

Gdje su:

R_w – električna otpornost slojne vode (teoretski pješčenjak sa šupljikavošću 100 %)

R_o – električna otpornost stijene potpuno zasićene slojnom vodom

Archie (1942) daje prilagođenu jednadžbu (jednadžba 5-2):

$$F = \frac{1}{\phi^m} \quad (5-2)$$

Gdje je:

m - faktor cementacije čije su vrijednosti:

1,3 u nekonsolidiranim pijescima;

- 1,4-1,5 u vrlo slabo cementiranim pješčenjacima;
- 1,6-1,7 u slabo cementiranim pješčenjacima;
- 1,8-1,9 u srednje cementiranim pješčenjacima;
- 2,0-2,2 u jako cementiranim pješčenjacima.

U vodom zasićenoj stijeni otpornost je procijenjena veličinom R_o . Iz izraza za faktor formacije može se izračunati faktor cementacije ' m '. Archieva jednadžba pretpostavlja da je pješčenjak zasićen vodom i bez udjela lapora. Znatnije zasićenje naftom ili plinom, prouzročit će različite vrijednosti cementacijskog faktora. Faktor ' m ' je u izravnoj vezi s geometrijom matriksa (Malvić i Velić, 2008). Archie (1952.) je zaključio kako su vrijednost faktora formacije i šupljikavost u većini vapnenaca u skladu s linearnom funkcijom na logaritamskoj skali. U vapnencima je puno veća promjenjivost pornih struktura. Tako je predložio formulu (jednadžba 5-3):

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad (5-3)$$

Ona predstavlja aproksimaciju za najuobičajenije karbonate međuzrnaste i međukristalne šupljikavosti. Karbonati u vrijeme taloženja obično imaju šupljikavost veću od 40%, no nakon višestrukih dijageneza ona se smanjuje na vrlo nizak postotak. Chambert je 1960. godine predložio nekoliko vrijednosti faktora cementacije za različite karbonate:

- 1,8-2,0 - za kristalinske i zrnate karbonate,
- 1,7-1,9 - za kredne vapnence,
- 2,1-2,6 - za karbonate s naknadnim šupljinama.

Vapnenci imaju šupljikavost oko 15%, dolomiti oko 7%, a zbijeni vapnenci imaju šupljikavost oko 2% (Lucia, 1995). Archiejeva metoda je pokazala određene nedostatke zato što porni prostor ne može biti definiran isključivo promatrajući taložne i dijagenetske uvjete. Osnovna teškoća je razlikovanje vidljivih međučestičnih i ostalih tipova vidljivih šupljina. Istraživanja na pornim prostorima karbonata (Murray, 1960; Choquette i Pray, 1970, Lucia, 1983) su pokazala važnost povezivanja pornog prostora s taložnim i

dijagenetskim teksturama te važnost razlikovanja međučestične (međuzrnaste i međukristalne) i ostalih tipova pornog prostora (tablica 5-1).

Tablica 5-1. Petrofizikalna klasifikacija tipova šupljina (pora) u karbonatnim stijenama (prema Lucia, 1995)

TIP PORA		
Međuzrnasti	Kalupna šupljikavost	Kaverne
Međukristalinski	Unutarfosilna šupljikavost	Pukotine
	Sklonišna šupljikavost	Pukotine povećane otapanjem
ARCHIE (1952)		
Matriks		
Vidljive		
LUCIA (1983)		
Međuzrnaste	Pukotinske	
	Odijeljene	Spojene
CHOQUETTE I PRAY (1970)		
Pore pod utjecajem strukture		Pore bez utjecaja strukture

Petrofizikalna klasifikacija šupljikavosti karbonatnih stijena koje je predstavio Lucia (1983.) naglašava petrofizikalne aspekte pornog prostora karbonata, kao i Archiejeva klasifikacija. Pokazao je da je za petrofizikalne zahtjeve najkorisnija podjela pornog prostora na porni prostor između zrna ili kristala, zvana međuzrnasta šupljikavost te sav ostali porni prostor, pukotinska šupljikavost. Kavernozi porni prostor nadalje je podijeljen u dvije skupine, ovisno o međusobnoj povezanosti kavernozih prostora:

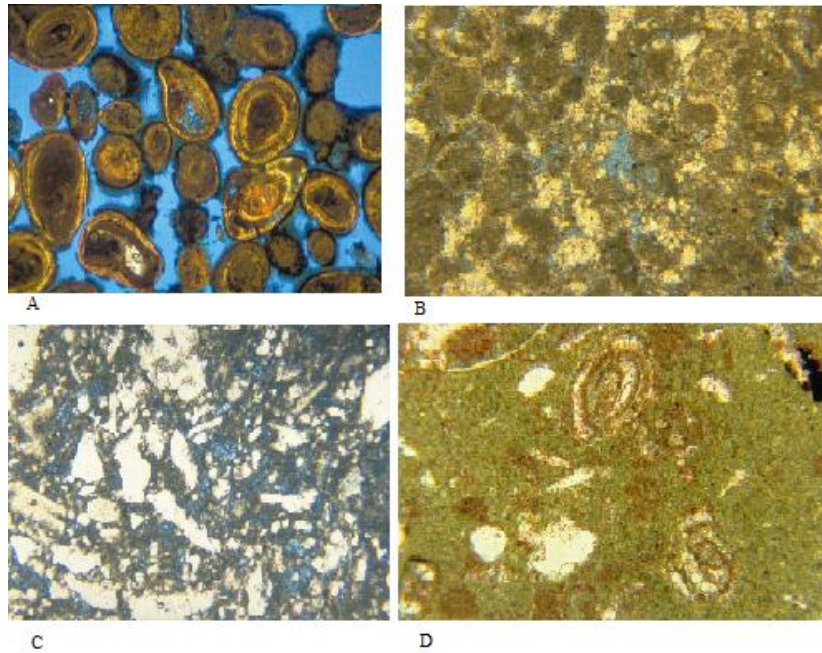
- 1) Pukotine međusobno povezane samo preko mreže međuzrnastih pora su odijeljene pukotine;
- 2) Pukotine koje tvore međusobno povezani sustav pornih prostora su spojene pukotine.

Choquette i Pray (1970.) su naglasili važnost tipa nastanka pornog prostora te su stoga koristili genetsku, ne petrofizikalnu, podjelu u klasifikaciji. Podijelili su porni prostor karbonata u dvije klase, ovisno o tome jesu li pore nastale pod utjecajem strukture stijene ili ne.

Klasifikacija Lucie i Archiea temelji se na konceptu da razmještaj pornog prostora utječe na propusnost i zasićenje te povezanosti pornog prostora sa strukturom stijena. Kako bi se struktura karbonatnih stijena povezala s razmještajem pornog prostora, potrebno je odrediti je li porni prostor dio jednog od tri tipa: međuzrnastog, odijeljenih pukotina ili spojenih pukotina (Lucia, 1995).

5.1. Petrofizikalna svojstva međuzrnastih pornih prostora

Ukoliko ne postoji pukotinska šupljikavost, razmještaj pornog prostora u karbonatnim stijenama moguće je odrediti slaganjem čestica, sortiranjem i međučestičnom šupljikavošću. Primjeri vapnenačkih struktura prikazani su na slici 5-1. Kod vapnenačkih stijena, tipa grejnstona, raspored pornih prostora je ovisan o veličini čestica. U strukturama punih mulja, veličina mikrita uvjetuje raspored pora. U strukturi pekstona, u kojima prevladavaju zrna, raspored pora je uvjetovan veličinom zrna i veličinom mikrita između zrna (Lucia, 1995).



Slika 5-1 Mikroskopski izbrusci nekavernoznih vapnenačkih struktura. A) grejnston, B) pekston s dominirajućim zrnima u strukturi, C) pekston s dominirajućim muljem u strukturi, D) vekston (Lucia, 1995)

Dolomitizacija može značajno promijeniti strukturu stijene. Ukoliko je stijena dolomitizirana, dolomitizirani kristal prekriva zrno i mulj pa je prethodna struktura teško prepoznatljiva. Dolomitni kristali veličine su od nekoliko μm pa do više od $200 \mu\text{m}$. Mikritne čestice su veličine do $20 \mu\text{m}$. Propusnost dolomitnih stijena ovisi o veličini kristala, kao i o veličini čestice i sortiranju prethodnog vapnenca. Promjene u međuzrnastoj i međukristalnoj šupljikavosti kalcitnom cementacijom i kompakcijom promijenit će raspored pornog prostora, veličinu čestica, sortiranje te propusnost.

MEĐUZRNASI PORNI PROSTOR						
VELIČINA ZRNA I SORTIRANJE (MEĐUSOBNO POVEZIVANJE MATRIKSOM)						
STRUKTURA S DOMINIRAJUĆIM ZRNIMA				STRUKTURA S DOMINIRAJUĆIM MULJEM		
GREJNSTON		PEKSTON		PEKSTON	VEKSTON	MADSTON
VAPNENAC		VAPNENAC		VAPNENAC		
Veličina zrna uvjetuje porni prostor		Veličina zrna/mulja uvjetuje porni prostor		Veličina mulja uvjetuje veličinu pornog prostora		
međuzrnasti porni prostor ili cement		međuzrnasti porni prostor ili cement				
DOLOMIT		DOLOMIT		DOLOMIT		
Veličina kristala <100µm		Veličina kristala <20µm		Veličina kristala dolomita uvjetuje veličinu pornog prostora		
međuzrnasti prostor		međuzrnasti prostor				
Veličina kristala uvjetuje porni prostor						
VAPNENAC		VAPNENAC		VAPNENAC		
Veličina kristala >100µm		Veličina kristala >100µm		Veličina kristala 20-100µm		
međukristalinski porni prostor		međukristalinski porni prostor				
				Veličina kristala >100µm		




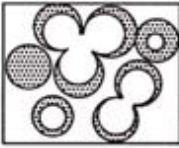

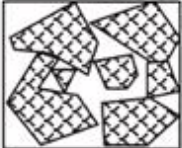


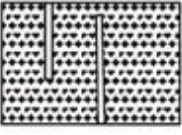
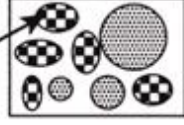


Slika 5-2 Geološka i petrofizikalna klasifikacija međuzrnastih pornih prostora karbonatnih stijena temeljena na veličini i sortiranju zrna i kristala (modificirano prema Lucia, 1995)

5.2. Petrofizikalna svojstva frakturnih (kavernoznih) pornih prostora

Pukotinski porni prostor mijenja petrofizikalna svojstva mijenjajući način povezivanja pora. Geološka i petrofizikalna klasifikacija pukotinskih pornih prostora temeljena na međusobnoj povezanosti šupljina prikazana je na slici 5-3. Odijeljeni pukotinski porni prostor je definiran kao porni prostor koji je jednak ili znatno veći od veličine čestica te međusobno povezan samo preko međuzrnaste šupljikavosti (Lucia, 1995). U strukturi s dominirajućim muljem, pore su obično mnogo veće nego čestice. U

strukturi s dominirajućim zrnima, izluživanje zrna može uzrokovati da se granice zrna otope, tvoreći otiske koji imaju karakteristike odijeljenih pukotina. Ukoliko je otapanje granica zrna obimno, porni prostor se može klasificirati kao međuzrnasta šupljikavost. Dodavanje odijeljene pukotinske šupljikavosti međučestičnoj, povećava se ukupna šupljikavost, ali se značajno ne povećava propusnost (Lucia, 1983).

Spojeni pukotinski porni prostor definiran je kao porni prostor koji je značajno veći od čestica te čini međusobno povezani porni prostor značajnog opsega. Nastanak spojenih pukotinskih prostora obično nije pod utjecajem strukture stijene (Lucia, 1995). Kaverne, brečna šupljikavost i pukotine su tipični spojeni kavernozi porni prostor. Fenestralna šupljikavost je dio spojenog kavernoznog pornog prostora zato što su pore mnogo veće od zrna (Major et al., 1990). Spojeni pukotinski porni prostor je obično ispunjen fluidom u ležištima i može povećati propusnost znatno iznad očekivane spram međuzrnastog pornog prostora (Lucia, 1995).

PUKOTINSKI PORNİ PROSTOR			
ODIJELJENI PUKOTINSKI PROSTOR (DODIR PUKOTINA-MATRIKS)		SPOJENI PUKOTINSKI PROSTOR (DODIR PUKOTINA-PUKOTINA)	
	STRUKTURA S DOMINIRAJUĆIM ZRNIMA	STRUKTURA S DOMINIRAJUĆIM MULJEM	STRUKTURA S DOMINIRAJUĆIM MULJEM I ZRNIMA
	PRIMJER	PRIMJER	PRIMJER
	KALUPNA ŠUPLJIKAVOST 	KALUPNA ŠUPLJIKAVOST 	KAVERNE 
	SLOŽENA KALUPNA ŠUPLJIKAVOST 	UNUTARFOSILNA ŠUPLJIKAVOST 	BREČNA ŠUPLJIKAVOST 
	UNUTARFOSILNA ŠUPLJIKAVOST 	SKLONIŠNA ŠUPLJIKAVOST 	PUKOTINE 
	UNUTARČESTIČNA ŠUPLJIKAVOST 		PUKOTINE POVEĆANE OTAPANJEM 
			FENESTRALNA ŠUPLJIKAVOST 

Slika 5-3 Geološka i petrofizikalna klasifikacija pukotinskih pornih prostora temeljena na međusobnoj povezanosti šupljina (modificirano prema Lucia, 1995)

6. PREGLED DOSADAŠNJEG ISTRAŽIVAČKOG BUŠENJA I POJAVA UGLJIKOVODIKA U HRVATSKOM DIJELU JADRANA

Kako Republici Hrvatskoj pripada više od 54 000 km² površine Jadranskog mora, u svrhu geoloških istraživanja, određivanja ugljikovodičnog potencijala te moguće eksploatacije, nužno je razlučiti područja prema svojstvima. Prema batimetrijskoj situaciji, od sjevera prema jugu, Jadransko more je podijeljeno na:

- 1) područje između Istre i ušća rijeke Po, gdje je dno blago razvedeno i maksimalne dubine do 39 m;
- 2) područje od poteza Ravenna-Pula do crte Ancona-Zadar dubine pretežito do 70 m, a dno je nešto jače razvedeno;
- 3) područje od spojnice Monte Gargano-Pelješac i Mljet prema jugu dno je uglavnom na 200 m do 1000 m dubine s izraženijom razvedenošću.

Područje Jadrana podijeljeno je u tri istraživačka bloka:

- 1) Sjevernojadranski – proteže se do okomice koja približno spaja Šibenik i liniju razgraničenja hrvatskog i talijanskog istražnog područja;
- 2) Srednojadranski – proteže se u smjeru jugoistoka sve do razdjelnice koja počinje na polovici udaljenosti između Visa i Korčule te dalje ide približno prema jugu do linije razgraničenja;
- 3) Južnojadranski – proteže se dalje prema jugu i jugoistoku, a uključuje otoke Korčulu i Lastovo.

Jadransko područje je istraživala nacionalna kompanija INA d.d. U razdoblju od 1982. do 1989. godine na površini od 17 000 km² provedena su istraživanja u suradnji sa stranim partnerima – kompanijama kao što su AGIP, Chevron, Texaco i Hispanoil, pri čemu je INA-Naftaplin pokrivala 51 % od ukupnih koncesija (Velić, 2007). Izbušeno je 13 bušotina, u dvije su pronađene nekomercijalne količine plina, u jednoj je bilo tragova nafte, a deset ih je bilo bez ugljikovodičnog potencijala. Od početka istraživačkog bušenja 1970., do 2000. godine ukupno je izrađeno 116 istraživačkih bušotina i 12 razradnih bušotina, a snimljeno 75 000 km² seizmičkih profila (Velić, 2007). Najznačajniji rezultati otkrića naftoplinosnosti su u četiri značajnija polja: Ika, Ivana, Marica i Anamarija te u

nizu manjih polja kao što su Ida, Irina, Irma, Ksenija, Katarina, Isabela, Koraljka. Ukupno je otkriveno 17,6 milijardi m³ plina s mogućnosti potvrđivanja još barem 9 milijardi m³ (Belošić, 2001). Proizvodnja s eksploatacijskih polja sjevernog Jadrana započela je na polju Ivana u prosincu 1999. godine, a s godišnjom proizvodnjom od oko 1,2 milijardi m³ plina, polja sjevernog Jadrana su izuzetno važna za plinsku opskrbu Republike Hrvatske.

Rezultati cjelovitih geokemijskih analiza (Cota i Barić, 1997) ukazuju na prisutnost matičnih stijena koje su utvrđene u trijaskim (ladinik-karnik) sedimentima i krednim karbonatima. Trijasko matične stijene su istražene u bušotini Vlasta-1 na dubinskom intervalu od 5403 do 5640 m. Rezultati analiza matičnih stijena upućuju na marinsko podrijetlo organske tvari (algno-bakterijska), s manjim donosom terigene komponente. Kredni platformni karbonati, istraženi u središnjem dijelu jadranskog podmorja u bušotinama Jadran-9, Jadran-3 i Kate-1, imaju značajke matičnih stijena na početku katageneze, a to su prisutnost asfaltena s razmjerno mnogo sumpora i teškog izotopa ugljika C¹³ (oko 22%) (Tari Kovačić, 1997).

Priobalna zona i otočno područje od Istre do Crne Gore predstavlja perspektivno područje za pronalaženje nafte i plina, a naročito u području gdje je utvrđen anhidritno-karbonatno-naftni kompleks stijena mezozojske starosti (Spaić, 2012). Pretpostavka je izglednija nakon izrade vrlo duboke (6041 m) istraživačke bušotine Brač-1B na otoku Braču u blizini Milne, kojom je potvrđena pretpostavka, da te stijene čine zatvorene naftno-plinske geološke sustave koji se odlikuju visokim tlakovima. Anhidritno-karbonatni kompleks stijena, prostire se od otoka Raba, preko Ravnih kotara i južnojadranskih otoka, te ponire pod Dinaride. Taj kompleks zauzima površinu od 18000 km². Bušotine Olib-1, Ravni kotari-1, -3 i -4, Dugi otok-1 i Nin-1 zahvatile su anhidritno-karbonatni kompleks na "bloku" Ravni kotari, dok su bušotine: Brač-1B i Vis-1 zahvatile taj kompleks na "bloku" južnojadranskih otoka. Bušotine Pula-1, Susak-1, Premuda-1, Ravni kotari-2, Poljica-1 i Lastovo-1 nisu zahvatile kalcijsko-sulfatne naslage, jer se one nalaze na rubu tih naslaga. Unutar anhidritno-karbonatnog kompleksa registrirane su dosad najznačajnije pojave nafte i plina (Spaić, 2012). Najviša temperatura izmjerena je u bušotini Dugi otok-1. Na dubini od 3950 m i iznosila je 71°C. Temperaturni gradijent iznosi 1,06/100 m, što odgovara geotermijskom stupnju od 94 m/1 °C. Tako niske temperature uvjetovane su debelim sedimentnim slijedom karbonata u kojima nema stijena koje bi bile relativno dobri toplinski izolatori, kao što su gline i lapori. U bušotini Brač-1B temperaturni gradijent sporo raste te je nizak do 5140 m. Od te dubine rastao je naročito u anhidritno-karbonatnom

kompleksu (Spaić, 2012). Anhidrit u nafno-geološkom smislu predstavlja odličnu izolatorsku (pokrovnu) stijenu, dok karbonati unutar anhidrita, s obzirom na svoju sekundarnu šupljikavost, mogu biti izvrsna ležišta ugljikovodika. U anhidritno-karbonatnom kompleksu stijena moglo je doći do formiranja ležišta ugljikovodika, što se temelji na utvrđenim pojavama nafte i plina u bušotinama. To potvrđuje pronalazak plina u bušotini Brač-1β (Spaić, 2012). Plinoviti ugljikovodici utvrđeni su u anhidritno-karbonatnom kompleksu stijena, na dubini od 6014 m pri vrlo visokom slojnom tlaku od oko 1100 bara. Utvrđeni su ugljikovodici od metana do pentana, voda, H₂S i CO₂.

7. PREGLED REZULTATA, PROCJENA O BUDUĆIM OTKRIĆIMA TE ZAKLJUČAK

Jadranska karbonatna platforma, svojim rasprostiranjem od sjeveroistočne obale Jadranskog mora do Apulijske karbonatne platforme na jugu, Apeninske platforme na jugozapadu te Panonskog bazenskog sustava s kojim Dinaridi, kao dio Jadranske karbonatne platforme, graniče na istoku, zauzima veliki dio površine Republike Hrvatske. Kako je istraživanje ugljikovodičnog potencijala te geološke građe podmorja Jadrana od izuzetne važnosti za energetske i znanstvene pothvate, ono je započeto 1970-ih godina istraživačkim bušenjima. Od početka istraživačkog bušenja od 1970. do 2000. godine ukupno je izrađeno 116 istraživačkih bušotina i 12 razradnih bušotina, a snimljeno 75 000 km² seizmičkih profila. Najznačajniji rezultati otkrića naftoplinonosti su u četiri značajnija polja: Ika, Ivana, Marica i Anamarija te u nizu manjih polja. Ukupno je otkriveno 17,6 milijardi m³ plina s mogućnosti potvrđivanja još barem 9 milijardi m³ (Belošić, 2001). U sastavu proizvedenog plina većinski je udio (više od 90%) metana, a dolaze još teži ugljikovodici (do pentana u značajnijim količinama) te sumporovodik i ugljikov dioksid. U Jadranskoj karbonatnoj platformi, prema geološkim i geokemijskim analizama, matični sedimenti su iz razdoblja od gornje jure do donje krede. Sedimentne naslage krede su zanimljivije jer ih karakterizira veliki matični potencijal. Posebice se ističu crnim vapnenac i dolomit čiji sadržaj organskog materijala varira od nekoliko, npr. u slovenskom ležišue Komenskog vapnenca (Ogorelec et al., 1987), do više od 20% (Jenkyns, 1991). Općenito, geokemijske analize iz središnjeg dijela Jadranske karbonatne platforme ukazuju na koncentraciju organskog materijala u rasponu od 0,30-4,72%. Pretpostavlja se da je dubina naftnog prozora 5000-6000 m. Uzevši u obzir geotermalni gradijent, cijela Jadranska karbonatna platforma je relativno hladno naftno geološko područje s geotermalnim gradijentom od 1 do 2,8 °C/100 m (Cota i Barić, 1998). U uvjetima prosječnog geotermalnoga gradijenta (2,7 °C/100 m), temperature potrebne za stvaranje nafte nalaze na dubinama između 1250 i 9000 m. Budući da se ležišta plina sjevernog Jadrana nalaze u mlađim geološkim slojevima (paleocenskim-holocenskim) koji su smješteni relativno plitko, naslage u tom području su dobro istražene. Ostaje pitanje potencijala starijih geoloških slojeva Jadrana, posebno mezozojskih, koji se nalaze na većim dubinama zalijeganja, prekriveni debelim slijedom mlađih, uglavnom nepropusnih sedimentata, zbog čega su istraživačke bušotine koje dosežu do moguće zanimljivih struktura relativno rijetke. S obzirom da mezozojske sedimentne stijene anhidritno-

karbonatnog kompleksa imaju sposobnost stvaranja naftno-plinskih geoloških sustava, tako da anhidritni slojevi tvore pokrov, a karbonatni svojom sekundarnom ili pukotinskom šupljikavošću tvore izvrsne ležišne slojeve, moguće je pretpostaviti da dubinom zalijeganja stvaraju uvjete tlaka i temperature dovoljne za nastanak ležišta ugljikovodika. No, organski materijal, koji je marinskog (algalno-bakterijskog) podrijetla taložen u anoksičnim uvjetima, trenutno je u fazama dijageneze ili rane katageneze. Time se ugljikovodični potencijal mora definirati s oprezom jer stijene očito nisu u potpunosti termički zrele. Međutim, naznake singenetskih bitumena i metana u naslagama mezozojskih starosti, kao npr. u bušotinama Dugi otok-1 te Ravni Kotari-3, pokazuju da je daljnjim istraživanjima moguć pronalazak znantijih količina ugljikovodika. Nezadovoljavajući rezultati dosadašnjih istraživanja nameću nužnost bušenja do mnogo većih dubina. Prema jugu, uz veće dubine mora, sve su veće dubine zalijeganja mezozojskih stijena i sve su veće debljine i litološka raznolikost kvartarnih, pliocenskih, miocenskih i oligocenskih sedimentnih stijena. Ležišta ugljikovodika treba očekivati i u starijim karbonatima istaloženim prije nastanka Jadranske karbonatne platforme. Bušenjem tako dubokog karbonatnog kompleksa u potrazi za potencijalnim ležištima unutar evaporitno-klastične serije gornjeg paleozoika i donjeg trijasa izazvat će brojne tehničko-tehnološke poteškoće, od velikih tlakova do štetnih utjecaja nečistoća iz ležišta, poput sumporovodika.

8. LITERATURA

1. ARCHIE, G. E., (1952): Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations, AAPG Bulletin, 36, 2, 278–298.
2. BARIĆ, G., TARI, V. (2005): Upper Jurassic/Lower Cretaceous Anoxic Event of Adriatic-Dinaric Domain. European Association of Organic Geochemists, 22nd International meeting on Organic Geochemistry, Spain, Abstract, no. PPC1-1.
3. BELOŠIĆ, Ž. (2001): Osnovne aktivnosti Ine d.d. u segmentu djelatnosti Istraživanje i proizvodnja nafte i plina (Naftaplin) u zemlji i inozemstvu. Naftaplin, 1, 1-5.
4. BRITVIĆ, V., COTA, L., RADIĆ, J., DRAGAŠ, M. (1991): Thermal history, maturity and generating potential of source rocks in the Adriatic Sea area (Yugoslavia). 2nd International Symposium on the Adriatic Carbonate Platform, Zadar, Abstract Book, 94.
5. CHOQUETTE, P. W., PRAY, L. C. (1970), Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: AAPG Bulletin, 54, 2, 207–250.
6. COTA, L., BARIĆ, G. (1998): Petroleum potential of the Adriatic offshore, Croatia. Organic Geochemistry, 29, 1-3, 559-570.
7. JENKYNS, H.C. (1991): Impact of Cretaceous Sea Level Rise and Anoxic Events on the Mesozoic Carbonate Platform of Yugoslavia. AAPG Bulletin, 75, 6, 1007-1017.
8. KALAC, K. (2008): Biostratigrafsko-kronostratigrafska istraživanja pliocenskopleistocenskih naslaga u podmorju Jadrana s posebnim osvrtom na klimatske promjene. Naftaplin, knjiga 45, 8, Zagreb.
9. LUCIA, F.J. (1995): Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization. AAPG Bulletin, 79, 9, 1275–1300.
10. MAJOR, R. P., VANDER STOEP, G. W., HOLTZ M. H. (1990): Delineation of unrecovered mobile oil in a mature dolomite reservoir: East Penwell San Andres unit,

University Lands, west Texas: University of Texas at Austin Bureau of Economic Geology Report of investigations, 194, 52.

11. MALVIĆ, T. (2006): Adriatic Carbonate Platform – Review of source rock Potential. 1st International Workshop "Mesozoic Sediments of Carpatho-Balkanides and Dinarides", Mesozoic Sediments of Carpatho-Balkanides and Dinarides, Novi Sad, Srbija: NIS-Naftagas; Center for Earth sciences, 18-19.

12. MALVIĆ, T., VELIĆ, J. (2008): Geologija ležišta fluida. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, skripta, Zagreb, 39-40.

13. NORTH AMERICAN COMMISSION ON STRATIGRAPHIC NOMENCLATURE (2005), North American Stratigraphic Code, AAPG Bulletin, 89, 11, 1567-1570.

14. OGORELEC, B., OREHEK, S., BUSER, S. and PLENIČAR, M. (1987): Komen beds-Skopo at Dutovlje. In Evolution of the Karstic carbonate platform: relation with order Periadriatic carbonate platforms, Excursion guidebook: Istituto di Geologia e Paleontologia, University di Trieste, 61-66.

15. SPAIĆ, V. (2012): Nafto-plinonost i strukturni elementi jadranskih otoka i poluotoka (vanjski Dinaridi) s posebnim osvrtom na arhidritno-karbonatni kompleks mezozoika i dijapirski pojas. Nafta, 63, 38-40.

16. TARI KOVAČIĆ, V. (1997): The Development of the Eocene platform carbonates from wells in the middle Adriatic off-shore area, Croatia. Geologia Croatica, 50, 1, 33-48.

17. TIŠLJAR, J., VLAHOVIĆ, I., VELIĆ, I., SOKAČ, B. (2002): Carbonate platform megafacies of the Jurassic and Cretaceous deposits of the Karst Dinarides. Geologia Croatica, 55, 2, 139–170.

18. VELIĆ, J. (2007): *Geologija ležišta nafte i plina*. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb.

19. VELIĆ, I., VLAHOVIĆ, I., MATIČEC, D. (2002): Depositional sequences and palaeogeography of the Adriatic Carbonate Platform. *Mem. Soc. Geol. Ital.* 57, 141–151.
20. VELIĆ, J., MALVIĆ, T. (2011): Depositional conditions during Pliocene and Pleistocene in Northern Adriatic and possible lithostratigraphic division of these rocks / Taložni uvjeti tijekom pliocena i pleistocena u Sjevernom Jadranu te moguća litostratigrafska raščlamba nastalih stijena, *Nafta*, 62, 1-2, 25-38.
21. VLAHOVIĆ I., TIŠLJAR, J., VELIĆ, I., MATIČEC, D. (2002): The Karst Dinarides are composed of relics of a single Mesozoic platform: facts and consequences. *Geologia Croatica*, 55, 2, 171–183.
22. VLAHOVIĆ, I., TIŠLJAR, J., VELIĆ, I., MATIČEC, D. (2005): Evolution of the Adriatic Carbonate Platform: Palaeogeography, main events and depositional dynamics. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 220, 3–4, 333-360.
23. ZAPPATERRA, E. (1994): Source-Rock Distribution of the Periadriatic Region. *AAPG Bulletin*, 78, 3, 333-354.
24. ZELIĆ, M., MLINARIĆ, Ž., JELIĆ-BALTA, J. (1999): Croatian Northern Adriatic Ivana gas field ready for development (Reservoir characteristics and gas inflow conditions into the well). *Nafta*, 50, 1, 19-37.

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.

Marijan Šapina
