Temeljne naftno-geološke značajke područja Republike Hrvatske u odnosu na daljnja istraživanja

Tolarić, Ivan

Master's thesis / Diplomski rad

2017

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:044679

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-29**



Repository / Repozitorij:

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb







SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Diplomski studij geologije

TEMELJNE NAFTNO-GEOLOŠKE ZNAČAJKE PODRUČJA REPUBLIKE HRVATSKE U ODNOSU NA DALJNJA ISTRAŽIVANJA

Diplomski rad

Ivan Tolarić
G205

Zagreb, 2017.

Zahvala

Izričito i iskreno zahvaljujem mentorici gospođi dr. sc. Josipi Velić, prof. emerita Rudarsko-geološko-naftnoga fakulteta Sveučilišta u Zagrebu, koja je prihvatila i obradila sa mnom ovu temu – zahvaljujem joj na svim savjetima, ukazanom povjerenju, uputama tijekom izrade ovog diplomskog rada, materijalima koje mi je ustupila, neizmjernoj strpljivosti i podršci koju mi je pružala kako kao profesorica tako i u privatnom životu!

Također zahvaljujem osoblju Ministarstva gospodarstva, a posebno načelniku Sektora za rudarstvo, gospodinu dr. sc. Draganu Krasiću, znanstvenom savjetniku, naslovnom docentu Rudarsko-geološko-naftnoga fakulteta Sveučilišta u Zagrebu, koji mi je dopustio pristup arhivskim podacima.

Posebno se želim zahvaliti svojim kolegama i prijateljima koji su mi bili potpora tijekom cijelog vremena studiranja te su ga učinili još lakšim, boljim i zanimljivijim. S njima je svaka prepreka svladana na najbolji način.

Na kraju, oni bez kojih ništa od ovoga nije bilo moguće, koji me podupiru u svemu, koji su uvijek bili tu kada je bilo potrebno i koji me izvode na pravi put tijekom cijelog mog života. Hvala mojim roditeljima, baki, bratu, sestri, teti Evici, tetku Miši, djevojci Ivi i svim ostalim voljenim osobama u mom životu.

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

TEMELJNE NAFTNO-GEOLOŠKE ZNAČAJKE PODRUČJA REPUBLIKE HRVATSKE U ODNOSU NA DALJNJA ISTRAŽIVANJA

Ivan Tolarić

Diplomski rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

SAŽETAK

Cilj ovog rada bio je pregledno opisati teritorij Republike Hrvatske u naftno-geološkom smislu te predstaviti, kroz sažeti opis, neka od bitnijih naftnih i plinskih polja u Hrvatskoj (kopnena Beničanci, Đeletovci, Molve i plinsko polje Annamaria smješteno u Jadranskom podmorju. Prikazan je povijesni pregled pridobivanja ugljikovodika na navedenim poljima kao i osnovne naftno-geološke karakteristike istih. U radu pokazujemo kako se pridobivanje smanjuje te je potrebno tražiti nova ležišta za smanjenje energetske ovisnosti Republike Hrvatske. Ovaj rad predstavlja i kratak osvrt na pitanje utjecaja eksploatacije ugljikovodika u Jadranu s obzirom da je javnost neupućena u povijest eksploatacije ugljikovodika u državi kao i objektivne pokazatelje utjecaja na okoliš. Naime, naša je država, povijesno gledano, jedna od prvih zemalja u Europi koja je počela s istraživanjem podzemlja u potrazi za nalazištima ugljikovodika te se već odavno suočila sa stvarnim utjecajima eksploatacije na okoliš te potencijalnim opasnostima vezanim uz pridobivanje ugljikovodika. Naime, sveobuhvatne studije su pokazale kako postavljanje platformi u Jadranu nema utjecaja na okolišne čimbenike kao ni na turizam.

Ključne riječi: naftnogeološka istraživanja**,** Panonski bazen, Jadransko podmorje, Dinaridi, nafta, plin, Hrvatska

Diplomski rad sadrži: 49 stranice, 3 tablice, 26 slika i 58 referenci.

Jezik izvornika: hrvatski.

Diplomski rad pohranjen: knjižnica Rudarsko-geološko-naftnoga fakulteta.

Mentor: Prof. dr. sc. Josipa Velić, profesor emerita

Ocjenjivači: Prof. dr. sc. Josipa Velić, profesor emerita
Izv. prof. dr. sc. Tomislav Malvić
Doc. dr. sc. Dario Perković

Datum obrane: 23. 2. 2017.

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering

Master's thesis

BASIC PETROLEUM - GEOLOGICAL FEATURES OF THE REPUBLIC OF CROATIA WITH RESPECT TO FURTHER EXPLORATIONS

Ivan Tolarić

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Geology and Geological Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

ABSTRACT

The aim of this thesis is to describe the territory of Croatia in details regarding geological characteristics and petroleum sites. Moreover, the intention is to describe several oil and gas fields of greatest importance for Croatia (on the continent these are Beničanci, Đeletovci, and Molve; and in the Adriatic the Annamaria gas field) in terms of historical perspective and geological characteristics. This thesis provides a short but critical overview of the impact that Adriatic platforms have on the biological parameters of the Adriatic Sea and its seabed. The public opinion is relatively misleading since the main facts are not adequately presented. Namely, from historic perspective, Croatia is one of the first countries that started monitoring the biological environment surrounding gas and petroleum exploitation resources. In this thesis, the influence that gas and petroleum exploitation may have on the environment and economy is presented. Studies have shown that gas platforms in the Adriatic Sea have no negative impact on the environment as well as on tourism.

Keywords: petroleum-geological exploration, Pannonian basin, Adriatic basin, Dinaric belt, oil, gas, Croatia.

Thesis contains: 49 pages, 3 tables, 26 figures and 58 references

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering

Supervisor: Professor Emerita Josipa Velić, PhD

Reviewers: Professor Emerita Josipa Velić, PhD
Assistant Professor Tomislav Malvić, PhD
Associate Professor Dario Perković, PhD

Date of defense: February 23, 2017

Sadržaj

1. UVOD 1

2. GEOLOŠKI I NAFTNOGEOLOŠKI ODNOSI POVRŠINE I PODZEMLJA ZEMLJA REPUBLIKE HRVATSKE 2

2.1 HRVATSKI DIO PANONSKOG BAZENSKOG SUSTAVA 7

2.1.1 Murska depresija 9

2.1.2 Dravska depresija 9

2.1.3 Slavonsko-srijemska depresija 11

2.1.4 Savska depresija 12

2.2 KRŠKI DINARIDI 13

2.2.1 Naftnogeološke karakteristike Dinarida 14

2.3 POTOPLJENI DIO JADRANSKE KARBONATNE PLATFORME 16

2.3.1 Naftnogeološke prilike Jadranskog podmorja 20

2.4 Naftno polje Beničanci 21

2.5 Naftno polje Đeletovci 24

2.6 Plinsko polje Molve 27

2.7 Plinsko polje Annamaria 28

3. PRIDOBIVANJE UGLJIKOVODIKA NA PRIKAZANIM POLJIMA U RAZDOBLJU OD 2005. – 2015. GODINE 32

4. PITANJE UTJECAJA EKSPLOATACIJE UGLJIKOVODIKA NA OKOLIŠ I GOSPODARSTVO U JADRANU 38

4.1 Mogućnost curenja plina i utjecaj na okoliš 41

4.2 Utjecaj na turizam 42

5. ZAKLJUČAK 43

6. LITERATURA 44

POPIS SLIKA:

Slika 2.1. Položaj triju naftnogeoloških područja u Hrvatskoj (Panonskoga bazena, Dinarida i Jadranskoga podmorja) (Velić, 2007). 3
Slika 2.2. Naftna i plinska polja u Hrvatskoj (prilagođeno prema Velić et al., 2016). 5
Slika 2.3. Shematski prikaz prostorne podjele Panonskog bazena na području Republike Hrvatske (Velić et al., 2010)..... 7
Slika 2.4. Shematski prikaz litostratigrafskog presjeka kenozoika u stupovima dubokih bušotina područja Dravske depresije (preuzeto iz Malvić i Cvetković, 2013)..... 10
Slika 2.5. Sastav stijena Krških Dinarida (prema Velić et al., 2002)..... 13
Slika 2.6. Položaj snimljenih geofizičkih podataka području hrvatskog dijela Jadranskog podmorja – 2D seizmički profili označeni su sivom bojom, a 3D seizmički volumeni zeleno (preuzeto s www.azu.hr) 17
Slika 2.7. Depresije Jadranskog podmorja (preuzeto iz Velić i Malvić, 2011). 19
Slika 2.8. Eksploatacijsko polje Đeletovci s ucrtanim bušotinama i granicama..... 25
Slika 2.9. Hrvatska plinska polja u Sjevernom Jadranu (Velić et al., 2015b)..... 29
Slika 2.10. Izgled tipskog profila ležišta plina u Sjevernom Jadranu (Velić et al., 2015b).30
Slika 2.11. Platforma Annamaria A (http://www.vecernji.hr). 31
Slika 3.1. Pridobivanje nafte iz polja Beničanci u razdoblju od 2005.-2015. godine. 32
Slika 3.2. Pridobivanje nafte iz polja Đeletovci u razdoblju od 2005.-2015. godine. 32
Slika 3.3. Usporedba količine pridobivene nafte iz polja Beničanci i Đeletovci od 2005.-2015. godine. 33
Slika 3.4. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Beničanci od 2005.-2015. godine. 34
Slika 3.5. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Đeletovci od 2005.-2015. godine..... 34
Slika 3.6. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Molve od 2005.-2015. godine..... 35
Slika 3.7. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Annamaria od 2005.-2015. godine. 35
Slika 3.8. Usporedba pridobivanja prirodnog plina iz polja Annamaria, Beničanci, Đeletovci i Molve od 2005.-2015. godine. 36
Slika 3.9. Pridobivanje kondenzata iz polja Beničanci u razdoblju od 2005 do 2015. godine. 36
Slika 3.10. Pridobivanje kondenzata iz polja Molve u razdoblju od 2005 do 2015. godine. 37

Slika 3.11. Usporedba količine pridobivenog kondenzata iz polja Beničanci i Molve od 2005.-2015. godine. 37
Slika 4.1. Slika ježinaca na morskom dnu u okolici platforme Annamaria (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011). 39
Slika 4.2. Koraljne vrste na morskom dnu u okolici platforme Annamaria (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011). 40
Slika 4.3. Obraštaj na platformi u kojem dominiraju kamenice i dagnje (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011). 40
Slika 4.4. Nekton u blizini platforme Annamaria (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011). 41

POPIS TABLICA:

Tablica 2-1. Osnovne prosječne značajke polja po skupinama (Velić, 2007). 6
Tablica 2-2. Rezerve nafte, plina otopljenoga u nafti, plina iz plinskih kapa i kondezata u ležištima polja Beničanci (2012. godina). 23
Tablica 2-3. Rezerve nafte, plina otopljenoga u nafti i plina iz plinskih kapa u ležištima polja Đeletovci (2011. godina). 26

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA, KRATICA I JEDINICA:

° - stupanj

m - metar

km - kilometar

m^3 - kubni metar

km^2 - kvadratni kilometar

μm^2 – mikrometar kvadratni

kg/m^3 - kilogram po metru kubičnom

ppm – *parts per million*, vrijednost 10^{-6}

mol - mjerna jedinica količine tvari

bar – mjerna jedinica tlaka

% - postotak

°C - stupanj celzijus

CH_4 - metan

CO_2 - ugljični dioksid

H_2S - sumporovodik

N_2 - dušik

C_1 - metan , kraći oblik

C_2 - etan, kraći oblik

C_3 - propan, kraći oblik

GOR - *Gas/Oil ratio*, omjer volumena plina koji se otpušta iz otopine i volumena nafte pri standardnim uvjetima; trenutni proizvodni plinski faktor

HPBS – hrvatski dio Panonskog bazenskog sustava

TOC - *Total Organic Carbon*, sadržaj ugljika iz organskih spojeva

PLC – *Process Logic Controler*, sustav daljinskog upravljanja na platformama

1. UVOD

Cilj ovog diplomskog rada bio je sažeto opisati podzemlje Republike Hrvatske u naftno-geološkom smislu, te kritičkim promišljanjem predstaviti mogućnosti koje nam se nude s obzirom na prirodne resurse i mogućnosti njihovog iskorištavanja, a vezano uz dugogodišnja istraživanja koja su provedena (Dalić et al., 2005). Naime, pridobivanje nafte i prirodnog plina je važno gospodarsko pitanje. Pitanje rezervi ugljikovodika i crpljenja nafte i plina čini važan segment energetske neovisnosti neke države. Ovim radom se željelo predstaviti, kroz sažete opise, neka od naših naftnih i plinskih polja. Polje Beničanci je najveće naftno polje u Republici Hrvatskoj, dok su Molve najveće plinsko polje i primjer „burried hill“ vrste ležišta. Polje Đeletovci su najveće polje istočne Hrvatske i tipičan su primjer „buried hill“ strukture. Prikazano je i najmlađe plinsko polje u sjevernom Jadranu: Annamaria.

Ovim radom predstavljena su glavna istraživanja jadranskog podmorja kojima se došlo do informacija o rezervama prirodnog plina, kao i sustav njegovog pridobivanja. Prikazan je utjecaj eksploatacije ugljikovodika u Jadranu na okoliš. Naime, moguće je kako javnost nije upoznata s većinom bitnih činjenica o eksploataciji ugljikovodika, te neposrednim i posrednim opasnostima koje ono može imati, te njegov utjecaj na vrlo važnu granu hrvatskog gospodarstva – turizam. Naša je država, povijesno gledano, jedna od prvih zemalja koja je počela s istraživanjem podzemlja u potrazi za nalazištima nafte i njenim derivatima (Velić, 2007; Velić et al., 2016), kao i stvarnim utjecajima eksploatacije ugljikovodika na okoliš, te potencijalnim opasnostima vezanim uz pridobivanje ugljikovodika na cjelokupnom njenom teritoriju. Kroz ovaj rad sam želio dati jasniju i objektivnu sliku o važnosti pridobivanja ugljikovodika na kontinentalnom i jadranskom dijelu Hrvatske. U radu je prikazan moguć utjecaj na okoliš i na turizam sa smjernicama koje su propisane međunarodnim ugovorima i europskom direktivom kako bi se potencijalne opasnosti svele na minimum.

2. GEOLOŠKI I NAFTNOGEOLOŠKI ODNOSI POVRŠINE I PODZEMLJA ZEMLJA REPUBLIKE HRVATSKE

Postoji nekoliko geoloških čimbenika koji su važni pokazatelji da neko područje sadrži ugljikovodike, odnosno ne sadrži. Takve spoznaje se koriste u odabiru mjesta i prostora na kojem će se dalje analizirati i istraživati, te kasnije eventualno pridobivati ugljikovodike. Ovi čimbenici čine povoljne naftno-geološke uvjete (Velić et al., 2010):

- Uvjeti u geološkoj prošlosti koji su mogli pogodovati stvaranju stijena s kerogenom kao izvornom organskom tvari iz koje se otpuštaju ugljikovodične skupine - matičnih stijena
- postojanje ležišnih, odnosno kolektorskih stijena odgovarajuće šupljikavosti koje će „prihvatiti“ naftu i/ili plin
- Postojanje izolatorskih stijena (sprečavanje disperzije migrirajućih CH)
- Postojanje odgovarajuće strukture u podzemlju izgrađene od kolektorskih i izolatorskih stijena (zamka ili trap) unutar koje će se nakupljati migrirajući CH stvarajući ležište.

Republici Hrvatskoj pripadaju dijelovi Panonskog bazena i jadranskog podmorja, te izdignuto krško područje koje leži između njih. Hrvatski dio Panonskog bazena (HPBS) je veliki predio podijeljen na 4 depresije: Savska, Dravska, Murska (čija imena potječu od imena rijeka) i Slavonsko-srijemska. Tektonski ovo područje karakteriziraju magmatsko-metamorfni sedimenti, manjim dijelom sedimenti paleozojske i mezozojske starosti te sedimentni pokrov (bazenska ispuna) kojeg čine stijene kenozojske starosti (pretežno neogena) i kvartara (Velić, 2007). Dio Republike Hrvatske od granice s Panonskim bazenom i Unutarnjim Dinaridima na potezu Vivodina – Karlovac – Cetingrad – granica s Republikom Bosnom i Hercegovinom do obale Jadranskoga mora pripada Krškim Dinaridima – kopno i otoci (Velić i Vlahović, 2009). Krške Dinaride karakteriziraju brojni krški oblici i velika debljina karbonatnih stijena. Smatra se kako na prostoru Republike Hrvatske brojni dijelovi imaju naftno-geološke uvjete i potencijal (Slika 2.1). Naime, iako su nafta i plin crpljeni isključivo u depresijama, potencijal za pridobivanje imaju rubni dijelovi depresija koji još nisu dovoljno istraženi. Nadalje, plin se za sada crpi na sjevernom Jadranu, no moguća su ležišta plina i u njegovom južnom dijelu.

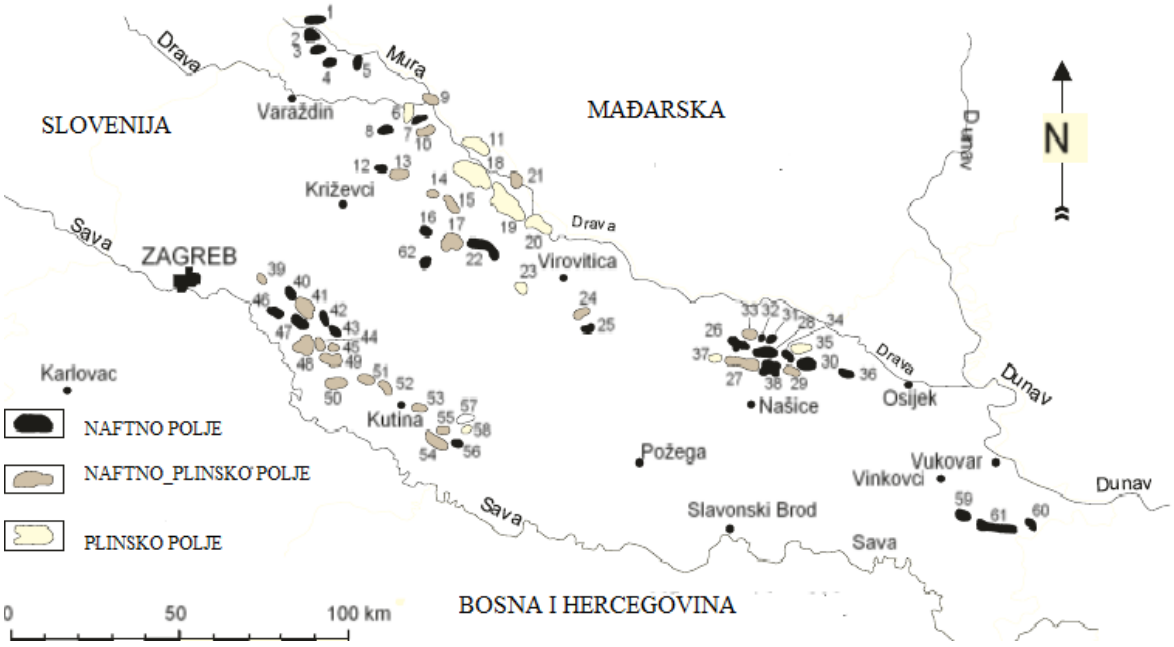


Slika 2.1. Položaj triju naftnogeoloških područja u Hrvatskoj (Panonskoga bazena, Dinarida i Jadranskoga podmorja) (Velić, 2007).

Povijesno gledano Hrvatska je jedna od prvih zemalja koja je počela s istraživanjem podzemlja u potrazi za nalazištima nafte i njenim derivatima (Žgaljić, 1984; Velić et al., 2012). Takav način djelovanja i razmišljanja potkrijepljen je brojnim toponimima (Paklenica, Smrdelje, Uljanik...) kojima su ljudi opisivali ono što su našli, često i koristili u razne svrhe, prvenstveno kao sredstvo za podmazivanje. No, u Hrvatskoj su se nafta i njeni derivati koristili u ljekovite svrhe, ne samo kod ljudi (sredstvo za zacjeljivanje i zaštitu rana), nego i kod životinja (liječenje šugavosti).

Prvi zapisi o nalasku nafte u području HPBS datira iz 1788. godine kada je analiziran sastav nafte prikupljene iz okolice rijeke Mure (Žgaljić, 1984; Velić et al., 2012a), dok su Piller i Mitterpacher (1783) već ranije prvi opisali nalazišta nafte u Slavoniji.

Potaknuto brojnim površinskim nalazima nafte i plina, u Hrvatskoj je izrađeno oko 180 bušotina na 15 lokaliteta u vremenu od 1855. - 1940. godine, no tek se 1916. počelo s istraživanjima koja su rezultirala detaljnim površinskim kartiranjem i izradom okana i plitkih bušotina (Velić et al., 2012a). Geofizička istraživanja počinju s razvojem opreme (40-tih godina prošlog stoljeća). Prema izvješćima, na hrvatskim naftnim poljima je u 1945. godini pridobiveno 26.450 tona nafte. Ta se količina udvostručila u razdoblju od pet godina da bi 1954. proizvodnja bila 172.000 tona. Količina se vremenom dalje povećava, te je u nekim razdobljima (1979. - 1982., 1985. - 1988.) iznosila oko 3 milijuna tona godišnje. U današnje vrijeme se bilježi pad pa je tako pridobiveno oko pola milijuna tona 2013. godine. Slično se događa i u crpljenju plina, s maksimalnim crpljenjem u razdoblju od 1987. - 1990. (više od 2 milijarde m^3 godišnje) i opadanjem u novije vrijeme (Velić et al., 2016). Svakako treba naglasiti kako je najvažniju ulogu u istraživanju i pridobivanju nafte i plina iz podzemnih resursa imala, i još uvijek ima, tvrtka INA – Industrija nafte d.d. Upravo njenim djelovanjem počelo se s pridobivanjem s 40 naftnih i 25 plinskih polja od (Slika 2.2) kuda je ukupno pridobiveno 156 milijuna m^3 ekvivalentne nafte, odnosno 110 milijuna m^3 nafte, i oko 46 milijardi m^3 prirodnog plina (Belošić, 2003).



MURSKA DEPRESIJA	DRAVSKA DEPRESIJA		SAVSKA DEPRESIJA		SLAV.-SRIJEM. DEPRESIJA
1. Mursko Središće	10. Peteranec	25. Cabuna	39. Dugo Selo	51. Voloder	59. Privlaka
2. Zebanec	11. Gola-Ždala	26. Crnac	40. Lupoglav	52. Mramor-Brdo	60. Ilača
3. Selnica	12. Lepavina	27. Bokšić	41. Kloštar Ivanić	53. Gojlo	61. Đeletovci
4. Mihovljan	13. Jagnjedovac	28. Beničanci	42. Šume čani	54. Lipovljani	
5. Peklenica	14. Mosti	29. Obod	43. Bunjani	55. Jamarica	
6. Veliki Otok	15. Čepel.-Hampovica	30. Ševkovica	44. Hrastilnica	56. Kozarica	
7. Kutnjak-Đelekovec	16. Letičani	31. Kučanci-Kapelna	45. Vezišće	57. Janja Lipa	
8. Cvetkovec	17. Šandrovac	32. Krunoslavlje	46. Ježevo	58. Bujavica	
9. Legrad	18. Molve	33. Ladislavci	47. Ivanić		
	19. Kalinovac	34. Obod-Lacić	48. Žutica		
	20. Stari Gradac	35. Sjeće	49. Okoli		
	21. Ferdinandovac	36. Bizovac	50. Stružec		
	22. Bilogora	37. Obradovci			
	23. Gakovo	38. Klokočevci			
	24. Pepelana	62. Galovac-Pavljani			

Slika 2.2. Naftna i plinska polja u Hrvatskoj (prilagođeno prema Velić et al., 2016).

U Jadranskom podmorju istraživanja su krenula 1968. godine kada su napravljena prva seizmička mjerenja. Prva bušotina izrađena je 1970. u području Dugootočke depresije, da bi se bušotinom napravljenom 1973. otkrilo plinsko polje Ivana u sjevernom dijelu Jadrana (Malvić et al., 2016).

S druge strane, nađeno je da u Dinaridima ugljikovodika ima u tragovima, odnosno količinama koje za sada nemaju komercijalnu vrijednost.

U Hrvatskoj ima oko 12.500 km^2 površine za kojoj se pretpostavlja da bi mogla biti bogata ležištima ugljikovodika, odnosno postoje povoljni uvjeti za nakupljanje ugljikovodika i očuvanje ležišta. Slijedom navedenog, u proteklih 50-ak godina snimljeno

je više od 40.000 km seizmičkih profila i izrađeno gotovo 900 istraživačkih bušotina (Velić et al., 2016).

Hrvatska su polja (njih 37) razvrstana temeljem ukupnog pridobivanja, prosječnog broja ležišta u polju, prosječne šupljikavosti i propusnosti, te prosječnim postignutim iscrpcima na tri skupine (Tablica 2-1): prvu, drugu i treću (Velić, 2007).

Geografska podjela polja uključenih u analizu:

- Savska depresija 17 polja
- Dravska depresija 15 polja
- Slavonsko-srijemska depresija 3 polja
- Murska depresija 2 polja.

Tablica 2-1. Osnovne prosječne značajke polja po skupinama (Velić, 2007).

Osnovne značajke	Prva skupina polja - ležišta	Druga skupina polja-ležišta	Treća skupina polja - ležišta
Udjel u ukupnom pridobivanju (%)	84,8	12,3	2,9
Broj polja	8	11	18
Raspon apsolutnih dubina do krovine ležišta (m)	-570 do -1700	-310 do -2280	-790 do -2350
Prosječni broj ležišta u polju	16	9	4
Prosječni vijek eksploatacije (god.)	55	46	36
Prosječna poroznost (%)	21,08	15	12,65
Prosječna propusnost (10^{-3} μm^2)	3,77-384	8,16-196,6	2,9-92,3
Prosječni postignuti iscrpak (%)	33,87	24,73	14,27
Prosječna gustoća nafte (kg/m^3)	847,6	873,6	869,5

Ležišta iz kojih je ostvareno gotovo 85 % pridobivene nafte ulaze u prvu skupinu koju čini 8 polja. U drugu su skupinu svrstana polja koja čine 12,3 % pridobivanja nafte dok je u trećoj skupini koja je ujedno i najbrojnija (18 polja) uključeno polja s kojih se pridobilo samo 2,9 % nafte. Prema pridobivenim ugljikovodicima u prvoj skupini su polja u rasponu od 1,8 - 3,4 %, u drugoj skupini 1,9 - 1,4 % dok je zadnjoj skupini taj postotak od 0,9 % do manje od 0,1 % (Tablica 2-1).

2.1 HRVATSKI DIO PANONSKOG BAZENSKOG SUSTAVA

Kako je spomenuto ranije, Panonski bazen je veliko, pretežno ravničarsko, područje kojeg se samo dio nalazi u Republici Hrvatskoj (HPBS), a leži na litosfernim mikroločama Tisiji (promontoriju Euroazijske ploče) i Adriji (promontoriju Afričke ploče). U građi Panonskog bazena pretežno se nalaze magmatsko-metamorfne i manjim dijelom sedimentne stijene, s granitima, gnajsevima, škriljavcima i metamorfnim stijenama različitog nižeg stupnja preobrazbe, uglavnom paleozojske i mezozojske starosti, te sedimentni pokrov kojeg čine stijene kenozojske i kvartarne starosti (Velić et al., 2010).

HPBS (Slika 2.3) se s obzirom na sastav, građu i geotektonski položaj dijeli na nekoliko podpodručja:

- Murska depresija
- Dravska depresija (s Bjelovarskom subdepresijom)
- Savska depresija (s Požeškom i Karlovačkom subdepresijom)
- Slavonsko-srijemska depresija.



Slika 2.3. Shematski prikaz prostorne podjele Panonskog bazena na području Republike Hrvatske (Velić et al., 2010).

HPBS ima oko 30.000 km^2, pri čemu više od polovice pokazuje prirodne uvjete nužne za nastanak ugljikovodika i njihovo nakupljanje u količinama isplativim za pridobivanje. Naime, postanak značajnih ležišta ugljikovodika i matičnih stijena odvijao se pod utjecajem više različitih faktora tijekom srednjeg i gornjeg miocena. Razvidno je kako su upravo na području Panonskog bazena spuštanje, razmjerno visok geotermalni gradijent, nakupljanje značajne količine organske tvari, te njihovo taloženje pridonijeli stvaranju ležišnih stijena koje su široko rasprostranjene vremenski i među slojevima. Slijedom navedenog, a nakon prepoznatog potencijala Panonskog bazena i njegovog istraživanja (Velić et al., 2012b), sve podunavske zemlje su uspjele ostvariti barem malu proizvodnju nafte ili plina (Saftić, 2007). Hrvatska proizvodnja iz Savske, Dravske, Slavonsko-srijemske i Murske depresije spada u red značajnih prema preostalim rezervama a među državama središnje i istočne Europe (Dobrova et al., 2003; Malvić et al., 2010; Malvić et al., 2011; Velić et al., 2016).

Obradom podataka iz dubokih bušotina određena je starost i litološki sastav stijena, te je utvrđeno da su glavne matične stijene lapori i laporoviti vapnenci pretežno badenske i donjopanonske starosti, i da je sadržaj ugljika iz organskih spojeva (TOC – engl. *Total Organic Carbon*) veći od 0,5 %. Također je određeno kako su očekivani uvjeti izdvajanja nafte dubina veća od 2.500 m uz temperature veće od 130°C - „naftni prozor“ (Velić et al., 2012a).

Dubina ležišta nafte u Panonskom bazenu se kreće od 300-tinjak do gotovo 3.000 m dubine s početnim ležišnim tlakom koji odgovara hidrostatskom, i geotermalnim gradijentom od oko 4,5°C/100 m. Dubina ležišnih stijena s plinom i plinskim kondenzatom vrlo je širokog raspona (650 – 3.950 i više metara) s tim da im je početni tlak znatno veći od hidrostatskog uz izrazito visoke temperature (180 - 220°C) i prisutnost velike koncentracije ugljikovog dioksida (10 - 25 %), sumporovodika (60 – 2.000 ppm) i živinih para.

U cijelom je Panonskom bazenu, pa tako i u HPBS, geotermalni gradijent razmjerno velik tako da je područje otpuštanja nafte iz matičnih stijena na dubinama od 2.200 do 3.550 m. S druge strane na temelju proučavanja izotopnih odnosa i vlažnosti, razlikuju se plinovi termičkog od plinova biološkog postanka. Naime, na manjim dubinama stvara se biogeni plin koji je posljedica djelovanja bakterija, odnosno bakterijske razgradnje organskih tvari još za vrijeme dijageneze, dok na većim dubinama nastaje termogeni plin koji nastaje zbog utjecaja temperature na matične stijene i posljedičnog raspadanja većih molekula ugljikovodika (Velić et al., 2010).

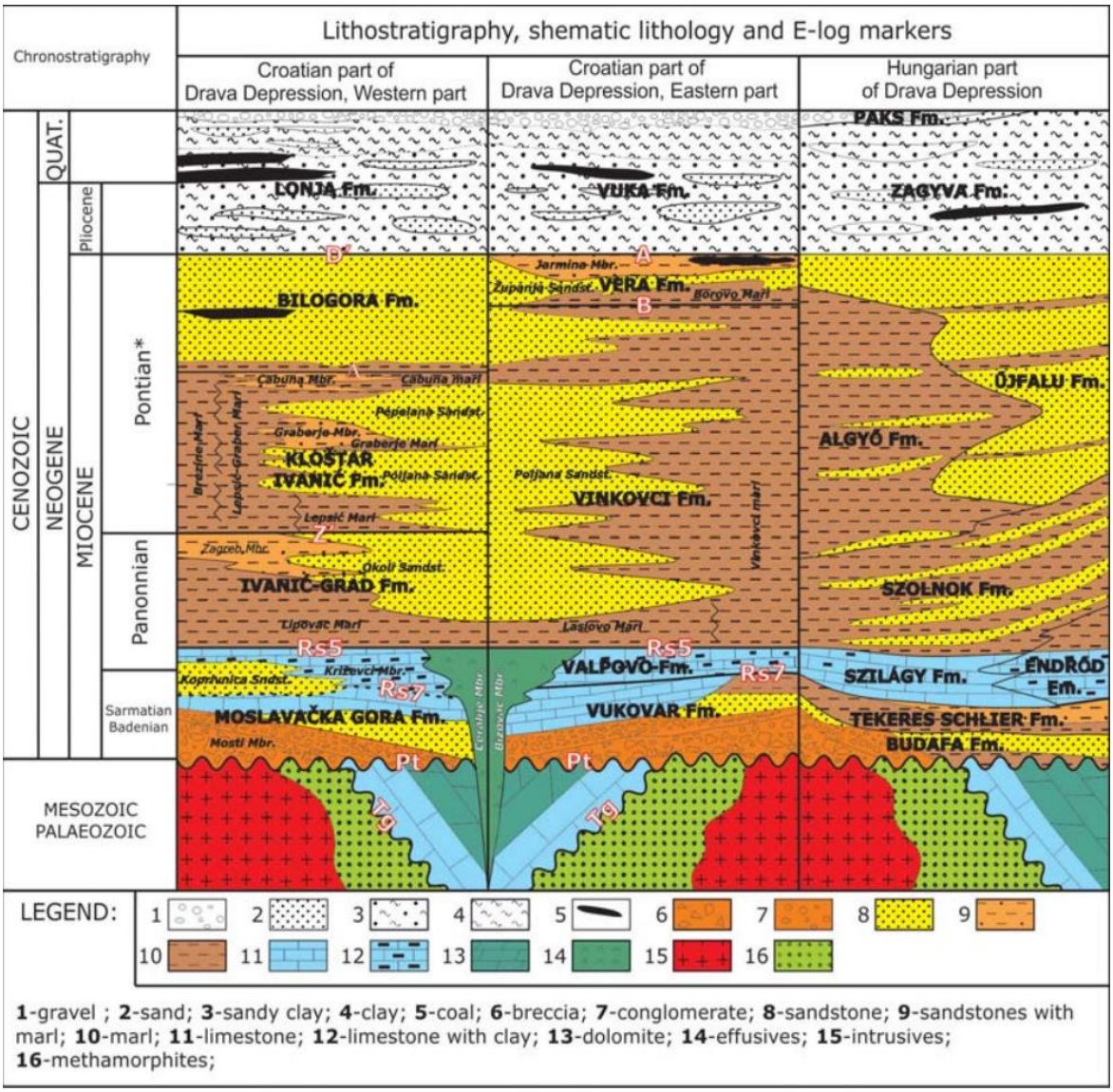
2.1.1 Murska depresija

Murska depresija, kako joj i samo ime kaže, nalazi se u sljevu rijeke Mure, odnosno sjeverozapadnom dijelu Republike Hrvatske. Dijelom su njene granice unutar Hrvatske određene državnom granicom prema Sloveniji i Mađarskoj, a dijelom je to gorski niz Žumberačka gora – Medvednica – Kalnik. U podlozi neogensko-kvartarnih taložina (do 4.500 m debljine) nalaze se trijaski dolomiti. Neogensko-kvartarne stijene razlučene su u tri formacije s više pješčenjačkih članova (Velić et al., 2007). U ovom dijelu Panonskog bazena nositelji nafte i plina su naslage Mursko-sobotske formacije (breče, konglomerati i pješčenjaci donjeg i srednjeg miocena i pješčenjaci donjeg panona) te Lendavska formacija (pješčenjaci gornjeg panona i donjeg ponta) (Šimon, 1980; Saftić et al., 2003).

Na području Murske depresije nalaze se tri velika polja: Mihovljan, Veliki otok i Legrad. Potonja dva svrstavaju se među deset najvećih plinskih polja Republike Hrvatske na osnovi prikupljanja do 1998. godine. U najnovije vrijeme u ovoj su depresiji otkrivena tri značajna ležišta plina – Vučkovec, Vukanovec i Zebec (Karasalihović i Fugaš, 2007, Velić et al., 2016).

2.1.2 Dravska depresija

Istočno od Murske depresije, proteže se Dravska depresija, koja je mladim neotektonskim uzdignućem podijeljena na dva podpodručja (središnju depresijsku zonu i Bjelovarsku subdepresiju). Hrvatski dio ove depresije omeđen je državnim granicama s Mađarskom i Srbijom, te prirodnim geološkim nizom Medvednica – Moslavačka gora - Papuk – Krndija – Đakovačko-vukovarski ravnjak. Ova je depresija najdublja hrvatska depresija s obzirom da između naselja Virovitica i Slatina debljina neogensko-kvartarnih naslaga iznosi i do 7.000 m (Velić, 2007). Unutar neogensko-kvartarnih naslaga razlučeno je pet formacija. Nafnoplinonosne stijene zapadnog dijela Dravske depresije leže u formacijama Moslavačka gora (breče, konglomerati i pješčenjaci donjeg i srednjeg miocena, te donjeg panona), Ivanić-Grad (pješčenjaci i lapor gornjeg panona) i Kloštar Ivanić (pješčenjaci i lapori donjeg ponta) (Slika 2.4) (Malvić i Cvetković, 2013). Najvrijednije akumulacije ugljikovodika nalaze se u sekundarno poroznim paleozojsko-mezozojskim stijenama, te su upravo one kolektori najvećih plinskih i plinsko-kondenzatnih polja Republike Hrvatske prema pokazateljima ukupne eksploatacije do 1998. godine (Velić, 2007).



Slika 2.4. Shematski prikaz litostratigrafskog presjeka kenozoika u stupovima dubokih bušotina područja Dravske depresije (preuzeto iz Malvić i Cvetković, 2013).

Molve, Kalinovac i Stari Gradac najveća su polja ovog područja iz kojih je pridobiveno (Molve i Kalinovac) oko 56 % (20 milijardi m^3 plina) od ukupne količine pridobivenog plina u Republici Hrvatskoj. Značajno je spomenuti i plinsko polje Bokić koje s 12 % ukupno do sada pridobivenog plina čini jedno od najznačajnijih plinskih polja u kontinentalnoj Hrvatskoj (Velić, 2007).

Najveće naftno polje ovog područja je polje Beničanci koje se nalazi u središnjem dijelu Dravske depresije i iz kojega je pridobiveno u 40 godina eksploatacije (izuzev ratnog perioda u trajanju od oko godinu i pol) oko 18 milijuna m^3 nafte. Osim Beničanaca na području Dravske depresije nalaze se brojna manja polja (Obod, Ladislavci, Klokočevci, Krunoslavlje, Kučanci i Števkovica) čije su ležišne stijene dolomitne i vulkanske breče donjomiocenske starosti (Velić, 2007.).

2.1.3 Slavonsko-srijemska depresija

Južno od Đakovačko-vinkovačkog ravnjaka, istočno od linije koja spaja Slavonski Brod i Dilj, te sve do tromeđe sa Srbijom i Bosnom i Hercegovinom proteže se Slavonsko-srijemska depresija kao dio HPBS-a (Slika 2.3). Razmjerno je plitka: neogensko-kvartarne taložine dosežu maksimalno 3.500 metara debljine. Iako je površinom najmanja, ova je depresija podijeljena u nekoliko manjih subdepresija. Odlikuju ju uzdignuća orijentacije sjeverozapad-jugoistok pretežno na zapadnim, rubnim dijelovima depresije. Sedimenti i magmatiti su podijeljeni u pet formacija od kojih je srednja, Vinkovačka najdeblja i doseže gotovo 2.500 m, a čine ju uglavnom pješčenjaci gornjeg panona i donjeg ponta (Velić et al., 2002). Od 1984. godine crpe se nafta i plin iz tri polja (Đeletovci, Privlaka i Ilača) za koja je karakteristično da se radi o plitko smještenim ležištima (do dubine od 1.000 m) u raspucanim i trošnim stijenama paleozojsko-mezozojske starosti i klastitima Vukovarske formacije (donji i srednji miocen) (Velić et al., 2010).

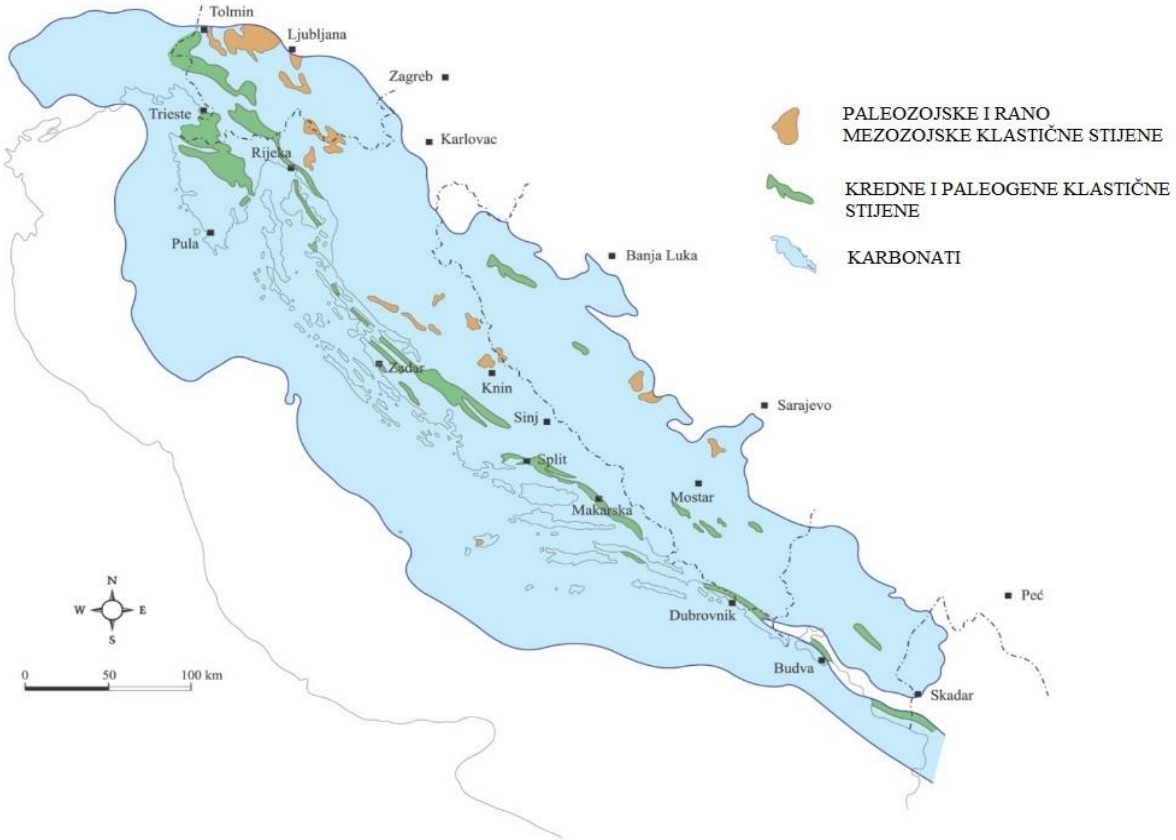
2.1.4 Savska depresija

Savska depresija se nalazi uz rub Panonskog bazena (Slika 2.3). Istraživanja su pokazala kako su najveće debljine neogensko-kvartarnih sedimenata (više od 5.000 m) u njenom zapadnom dijelu, južno od Moslavačke gore (Kranjec et al., 1969; Šimon, 1980; Malvić i Jović, 2012). Najstarije kolektorske stijene ovog područja nalaze u njegovom sjevernom dijelu u naftnim poljima Šumečani (graniti i kristalasti škriljavaci paleozoika) i Bunjani (granit i gnajsovi paleozoika), iako su najbogatija pješčenjačka ležišta gornjopanonske i donjopontske starosti (polja Stružec, Žutica i Ivanić), odnosno gornjopanonski pješčenjaci (polje Okoli). Unutar Savske depresije razlučeno je šest formacija od kojih je pet bogato ugljikovodicima, dok u najmlađoj formaciji Lonja (naslage pliocena i kvartara) nema ležišta (Velić, 2007.).

Najstarija eksploatacijska polja u Hrvatskoj nalaze se upravo u Savskoj depresiji. Najstarije polje Janja Lipa je započelo s radom 1946., dok su polja Bunjani i Kloštar puštena u rad 1952. odnosno 1954. godine. U Savskoj depresiji ukupno je 20 polja od kojih je 17 aktivnih. Najznačajnija naftna polja su Stružec i Žutica iz kojih je pridobiveno oko 35 milijuna m^3 nafte, te plinsko polje Okoli s oko 4,5 milijarde m^3 plina (Velić, 2007).

2.2 KRŠKI DINARIDI

Krški Dinaridi su dio JKP-a. Naime, kopneni dio Hrvatske (gotovo 95.000 km^2) koji graniči s ranije opisanim Panonskim bazenom i Unutarnjim Dinaridima (u liniji Vivodina - Karlovac - Cetingrad- granica s BiH do obale Jadranskog mora) pripada Krškim Dinaridima (Velić i Vlahović, 2009). Ovaj geološki predio leži na litosfernoj mikroploči Adriji, te je uglavnom izgrađen od karbonatnih stijena stratigrafskog raspona od gornjeg karbona (moskovija) do miocena. Manjim dijelom Krški Dinaridi su izgrađeni od klastičnih i karbonatno-klastičnih naslaga u pojedinim stratigrafskim intervalima u rasponu od gornjeg karbona do kvartara (Slika 2.5) (Velić et al., 2015a).



Slika 2.5. Sastav stijena Krških Dinarida (prema Velić et al., 2002).

Krški predio Dinarida čine poznati geomorfološki fenomeni s karakterističnim krškim oblicima i značajnom debljinom karbonatnih stijena (4.000 – 8.000 m) u neporemećenim stratigrafskim područjima. Izrazita debljina karbonatnih stijena ovog područja je još izraženija u tektonski poremećenim dijelovima gdje se, kao posljedica reverznog rasjedanja ili navlačenja, nalazi debljina karbonatnih stijena i do 12.000 m, a uz

dodatne karbonatno-klastične naslage istaložene na hercinskoj podlozi debljina ovih stijena može doseći i 15.000 m (Velić et al., 2016).

2.2.1 Naftnogeološke karakteristike Dinarida

Kako ranije, tako i danas, istraživanja u području Dinarida su povezana s određenim tehnološkim poteškoćama. Snimljeno je 1.500 km seizmičkih profila, od čega tek jedna trećina digitalnih. Uz to, izgrađene su samo 23 duboke bušotine, te se smatra kako je područje Dinarida u naftno-geološkom pogledu još uvijek nedovoljno istraženo. Danas su neka istraživanja omogućena razvojem tehnologije, no i dalje otežana zbog nepovoljne konfiguracije terena i vrlo složene geološke građe. Tek u novije vrijeme se uspjelo snimiti seizmičke profile dovoljne kvalitete koji omogućavaju definiranje strukturnih odnosa u podzemlju Dinarida i prisutnost matičnih stijena uz kolektorske i izolatorske stijene i pogodne strukture (Velić et al., 2016).

Potencijalno prisutnost nafte i plina u Krškim Dinaridima je proizašlo kao ideja zbog pojave asfalta i taložnih stijena s primarnim organskim tvarima na površini na nekoliko desetaka mjesta (Zappattera, 1994). Pojave organskih tvari povezane su s naslagama jurske, kredne i tercijarne starosti, a posebno su zabilježena na nekim lokacijama: na otoku Braču, u Dinari i Svilaji, Prugovu, Dolcu, Dračevu, Kozicama, i na sjevernoj strani masiva Biokova od Župe prema jugoistoku do Seoca.

Izdvojene su četiri naftno-geološke cjeline Dinarida (Velić et al., 2002; Velić, 2007):

- stijene podloge Jadranske karbonatne platforme (srednji karbon do rani toarcij)
- stijene Jadranske karbonatne platforme (toarcij do kraja krede)
- stijene paleogena i miocena
- naslage pliocena i kvartara.

Naime, uzorci iz bušotina i uzorci s površine ukazuju na prisutnost matičnih stijena te drugih predispozicijskih čimbenika koji čine da se neko područje može smatrati naftno-geološki izgledno (Velić, 2007; Spaić, 2012). Tako su površinski uzorci gornjopaleozojske starosti pokazali niski sadržaj organske tvari (0,2 – 0,3 %), najvjerojatnije zbog djelovanja atmosferilija kojima dolazi do razgradnje i oksidacije organske tvari. Nešto višu koncentraciju organske tvari (0,3 - 0,65 %) ispitivanja su pokazala u uzorcima madstona (495-3.186 m dubine, bušotina Bruvno-1). Maturacijski pokazatelji ukazuju na iznimno visoki stupanj termičkih promjena uzoraka stijena permske starosti, te tako one

predstavljaju neaktivne matične stijene. Za pretpostaviti je kako su ove stijene u prošlosti bile aktivne matične stijene unutar kojih je značajnim termičkim djelovanjem smanjena količina organske tvari i stvoren ugljikovodik (Barić i Velić, 2001).

Na lokacijama Brušani, Griči i Velika Draga površinski uzorci tamnih vapnenaca, mudstona i vapnovitih lapora trijasaimaju veliku količinu organske tvari (do 5,33 %) te je utvrđeno kako isti nemaju potencijal stvaranja nafte vjerojatno zbog nepovoljnog tipa organskog facijesa i visoke termičke izmijenjenost. Uzorci pleistocenskih klastičnih sedimenata (siltiti i siltozni šejlovi) pokazuju visoki sadržaj organske tvari (7 – 9 %, ovisno o lokaciji prikupljanja). Organski facijes ovih uzoraka je terestričan kerogen tipa III s visokim udjelom ugljika iz organskih spojeva u stadiju zrelosti visoke katageneze do metageneze. U uzorcima sedimenata trijasa zbog visoko termičke promijenjenosti organske tvari nije utvrđen generirajući potencijal. S druge strane, u naslagama jurske starosti nađen je relativno visok naftni potencijal, a odnosni sedimenti imaju dobra do izvrsna svojstva kao matične stijene. Također, u prikupljenim uzorcima kredne starosti pokazano je da su to nezrele nafto-matične stijene s visokom koncentracijom ugljika iz organskih spojeva. (Barić i Velić, 2001).

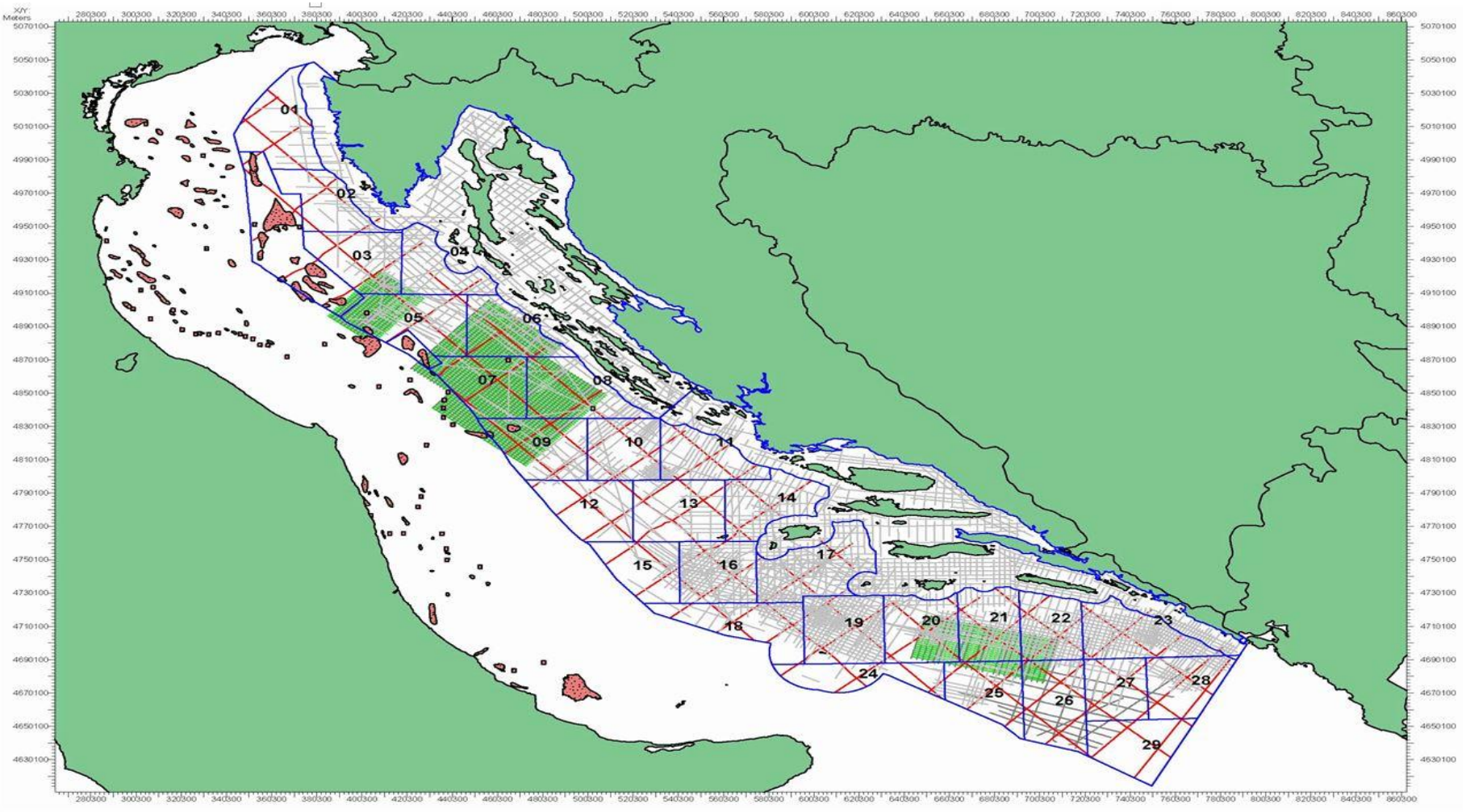
Međutim, u ovom području postoje i dodatni nepovoljni čimbenici za generiranje i nakupljanje ugljikovodika i očuvanje ležišta, a to su: vrlo niski geotermijski gradijent, duboko smještene potencijalne kolektorske stijene, vrlo složeni strukturni odnosi, homogene debele karbonatne naslage i okršenost terena do izuzetno velikih dubina. Unatoč svemu navedenom istraživanja ovog područja tek treba provesti i temeljem rezultata i interpretacije rekonstruirati podpovršinske odnose i izvesti zaključke o mogućim nalazištima ugljikovodika.

2.3 POTOPLJENI DIO JADRANSKE KARBONATNE PLATFORME

Jadransko područje kao geološki segment leži na litosferskoj mikroploči Adrija, kao i ranije opisano područje Dinaridi. S obzirom na vrlo dinamične geološke promjene nastali su i taložili se sedimenti različitih okoliša, od dubokomorskih do plitkomorskih i kopnenih, te je na hercinskoj podlozi nataložen debeo sloj (na pojedinim mjestima do 15.000 m) različitih klastičnih i karbonatnih naslaga (Cota i Barić, 1998).

U Republici Hrvatskoj rano se prepoznalo kako u području Jadranskog podmorja postoji mogućnost pridobivanja ugljikovodika. Prva bušotina datira iz 1962. godina (Vis-1) a do sada su izrađene 133 bušotine (na talijanskom dijelu podmorja izrađeno je 1.358 bušotina). Istovremeno su rađena brojna daljnja seizmička istraživanja Jadranskog podmorja, kao i područja Dinarida kojem pripadaju jadranski otoci, pa je tako ukupna dužina seizmičkih profila 26.000 km (Slika 2.6). Dodatnih 14.700 km izrađeno je u novije vrijeme (2013. godine). Osim 2D istraživanja, a kako je prikazano na slici 2.6, istraživanja su provođena i 3D snimanjem kojima se snimljena prvotno 3.300 km^2 (1997./1998.) te kasnije (2012.) dodatnih 1300 km^2 (Malvić et al., 2011; Velić et al., 2016).

Istraživanja su pokazala kako su primarnim paleogeografskim i tektonskim događajima nastale četiri naftno-geološke jedinice na području JKP-e, iste one opisane za područje Dinarida kojima i pripada područje Jadranskog podmorja: stijene podloge nastale od srednjeg karbona do ranog toarcija, stijene nastale od toarcija do kraja krede, stijene nastale u paleogenu i miocenu, te stijene nastale od pliocena do kvartara (Prelogović i Kranjec, 1983; Malvić et al., 2015).



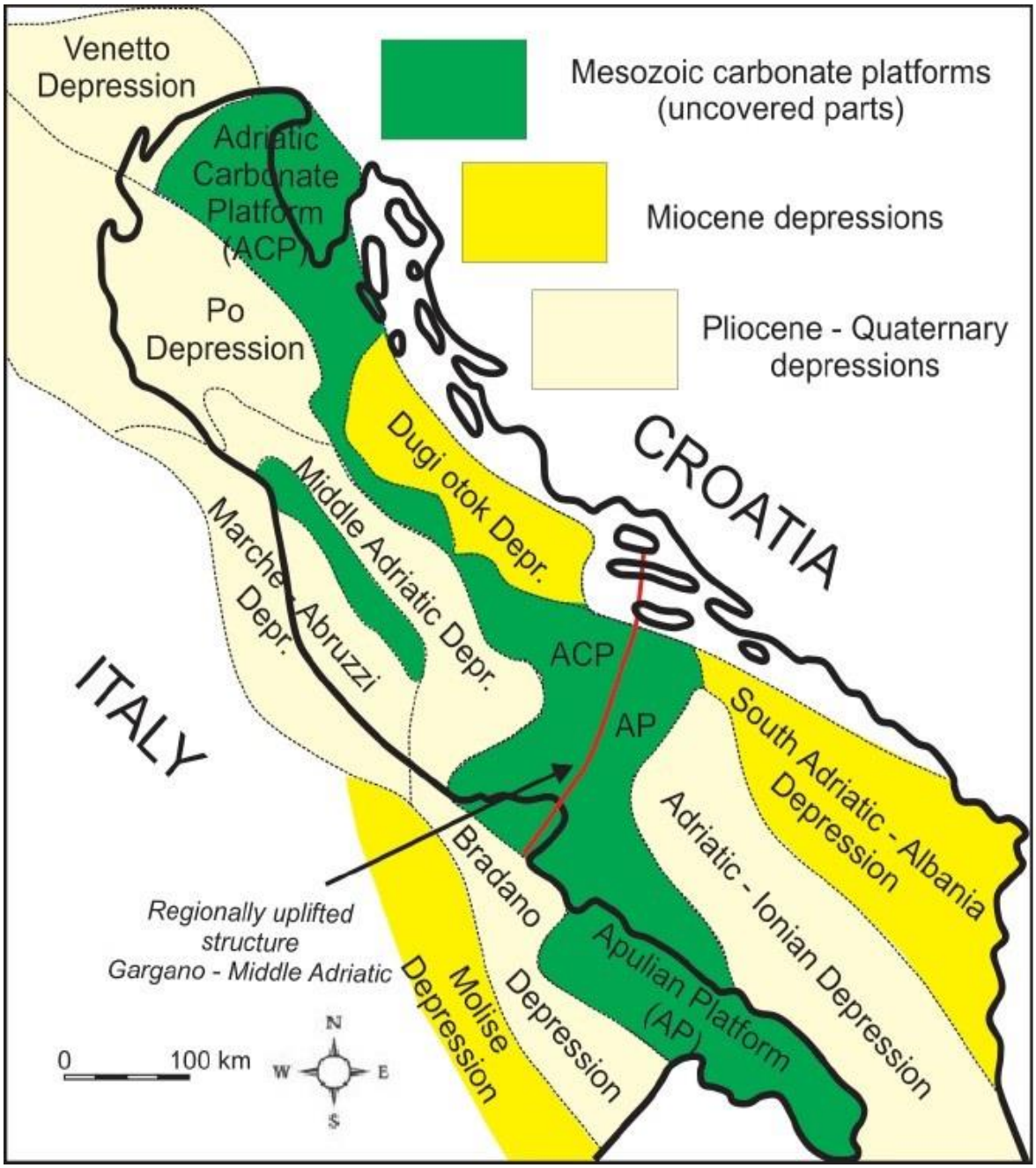
Slika 2.6. Položaj snimljenih geofizičkih podataka području hrvatskog dijela Jadranskog podmorja – 2D seizmički profili označeni su sivom bojom, a 3D seizmički volumeni zeleno (preuzeto s www.azu.hr)

Dosadašnje spoznaje o tektonici Jadranskog podmorja i okolnog područja pokazuju kako se ono, prema strukturama koje prevladavaju (stijene starije od holocena pokrivene recentnim sedimentima), može podijeliti na tri tipa (Velić, 2007; Velić et al., 2016):

1. Tangencijalne strukture s nizom bora i reverznih rasjeda koji tvore ljuskave pretežno konvergentne strukture koje su pretežno nastale mlađepaleogenskim i neogenskim tektonskim pokretima. Nalaze se u cijelom dijelu Jadranskog podmorja. Njihova krovinska krila (antiklinalni dijelovi bora tj. otoci) građena su uglavnom od krednih karbonatnih stijena i reverzno su pomaknuta na jugozapad i jug i uzdignuta na paleogenske naslage, najčešće na fliš (sinklinalni dijelovi bora tj. kanali između otoka).
2. Normalne rasjede koje nalazimo na otocima i u priobalju, pa je za zaključiti da ih ima i u podmorju. Uglavnom su to rasjedi s horizontalnim pomacima poput onog Vicenza-Schio-Palagruža. Za naglasiti je kako su rasjedi povezani s prodorima evaporita i soli, koji se nalaze na kopnenom dijelu kod Sinja, Vrlike, Knina i drugdje.
3. Dijapirske strukture nastale su dijapirskim probojem mlađepaleozojskih, trijaskih i miocenskih evaporita i soli koje se nalaze kod otoka Jabuke, kod Komiže na otoku Visu i kod Palagruže. Ove strukture se jasno iščitavaju na snimkama seizmičkih profila.

Prema stratigrafskim, paleografskim i tektonskim karakteristikama područje Jadranskog podmorja može se podijeliti na određene zone (Slika 2.7) (Prelogović i Kranjec, 1983; Velić i Malvić, 2011):

- Venecijska depresija
- Jadranska karbonatna platforma
- Padska depresija
- Dugootočka depresija
- Srednje - jadranska depresija
- Marche-Abruzzijska depresija
- Južno jadranska-albanska depresija
- Jadransko-jonska depresija
- Apulijska platforma
- Bradanska depresija
- Moliška depresija



Slika 2.7. Depresije Jadranskog podmorja (preuzeto iz Velić i Malvić, 2011).

2.3.1 Naftnogeološke prilike Jadranskog podmorja

Na osnovu analize geoloških i geofizičkih istraživanja kao i rezultata dobivenih dubokim istraživačkim bušotinama, karakteristike Jadranskog podmorja pokazuju kako je ovo područje razmjerno bogato rezervama ugljikovodika, posebice plina. Litološki se mogu na ovome području okarakterizirati tri osnovna kompleksa: karbonatni kompleks stijena kredne starosti, anhidritno-karbonatni kompleks stijena donjokredske i gornjojurske starosti i klastično-evaporitno-karbonatni kompleks stijena permo-trijaske starosti (prema Spajić, 2012).

Istraživanja na području Jadranskog podmorja u smislu pronalaska plinskih resursa imaju relativno dugu tradiciju, no tek se u novije vrijeme počelo s njihovim značajnijim iskorištavanjem i pridobivanjem plina, barem što se tiče hrvatskog dijela Jadrana. Naime, seizmički profili izrađeni 1978. pokazali su veliki potencijal područja sjevernog Jadrana za pridobivanje ugljikovodika, te je Italija već 1979. izradila prvu istraživačku bušotinu s ciljem utvrđivanja plinskih ležišta na strukturi Annamaria. Na hrvatskoj strani strukture Annamaria utvrđena su isprva 33 ležišta, te kasnije dodatna 4 ležišta u plićim slojevima. Bušotinom Annamaria-2a 2002. godine na južnom uzvišenju strukture Annamaria otkriveno je 28 ležišta zasićenih plinom (Velić et al., 2015b).

2.4 Naftno polje Beničanci

Najveće naftno polje Beničanci nalazi se u središnjem dijelu Dravske depresije, u istočnoj Slavoniji i pripada općinama Magadenovac i Đurđenovac.

Nakon opsežnih istraživanja 1969. godine naftno polje Beničanci je otkriveno bušotinom Be-2α, te se od 1972. iz njega crpi nafta, a od 1999. godine i plin. Na naftno-plinskom polju Beničanci do sada je napravljeno 90 bušotina s bušotinskim kanalima, kojih je 106. Tako se danas na polju Beničanci nalaze 24 proizvodne naftne bušotine, 3 proizvodne plinske bušotine, 32 mjerne bušotine, 11 utisnih bušotina i 36 likvidiranih bušotina (Velić et al., 2015a).

Prema klasifikaciji ležišta po Brodu (1945) ovo polje pripada masivnom tipu ležišta. U nekim godinama eksploatacija nafte u ovom polju je iznimno velika. Tako je primjerice 2012. godine s ovog polja iscrpljeno čak 15 % od ukupno pridobivene nafte u Hrvatskoj (Velić et al., 2016).

Naftno ležište Beničanci pruža se u pravcu istok-zapad gotovo 8 kilometara, te je širine 1,3 km. Duž osi ove antiklinale, koja ima krila nagiba 12-18°C nalaze se 4 izražena tjemena koja su međusobno razdvojena sedlima i rasjedima. Tjemena su najplića na zapadnom dijelu polja i produbljuju se prema istoku. Samo na sjevernom krilu je očuvan superpozicijski slijed naslaga miocena dok drugdje to nije slučaj. Jedan od osnovnih strukturnih obilježja je reverzni rasjed na čijem se uzdignutom, sjeverno smještenom krilu nalazi ležište nafte Beničanci. Osim ovog glavnog rasjeda s pravcem pružanja zapad/sjeverozapad-istok/jugoistok, na području polja Beničanci uslijed kompresije nastalo je nekoliko reverznih rasjeda, a uslijed relaksacijskih procesa i normalni rasjedi. Ovi sekundarni rasjedi uglavnom se u zapadnom dijelu polja pružaju u pravcu sjever/sjeverozapad-jug/jugoistok, dok im je u istočnom dijelu polja pravac sjeveroistok-jugozapad (Velić et al., 2002).

Ležišne stijene u polju Beničanci su dolomitno-vapnenačke breče sastavljene od fragmenata dolomita i vapnenaca različite veličine vezanih karbonatnim vezivom i vrlo su nehomogene. Unutar breča i paketa sedimenata naglašene su promjene litologije i petrofizikalnih parametara. Krovinske stijene na sjevernom krilu antiklinala su biogeni litotamijski vapnenac (u debljini od 5 m), zatim smeđkasto sivi do tamnosivi kalcitni lapor (debljine 10-60 m), te kalcitni smeđe-sivi lapor donjeg panona (debljine 20-60 m). Na suprotnom, južnom dijelu antiklinale krovinu ležišta čini tamnosivi lapor gornjeg panona. U srednjozrnastim i sitnozrnastim, mjestimično i sitnim, pješčenjacima donjeg ponta nalaze se zasićenja plinom (Bačani et al., 1999).

S eksploatacijom nafte na naftnom ležištu Beničanci počelo se nakon opsežnih istraživanja. S pridobivanjem nafte krenulo se na ovom polju sa 17 bušotina 15. svibnja 1972. godine. Sve bušotine su pridobivale eruptivno te je početni ležišni tlak iznosi 191 bar. Temeljem analiza pridobivanja, te geološko-fizikalnih svojstava samog ležišta ustanovljeno je da, osim elastičnog, na ovom polju djeluje i potisak podinske vode što je ukazalo na hidrodinamičku povezanost svih dijelova ležišta iako postoje značajne tektonske razlike te druge heterogene karakteristike unutar samog ležišta. Slijedom navedenog smatra se kako naftno-plinsko ležište Beničanci čini jednu hidrodinamičku cjelinu i pridobivanje ugljikovodika na ovom polju se vrši metodom podržavanja ležišnog tlaka odnosno zavodnjavanjem ležišta (Velić et al., 2010).

Kako je ranije rečeno da se smatra kako naftno ležište Beničanci čini jednu hidrodinamičku cjelinu, sa zavodnjavanjem ovog ležišta krenulo se relativno rano, odnosno već u rujnu 1975. godine te je ležišni tlak iznosio 164,6 bara i kasnije je korigiran ovisno o količini eksploatiranih ležišnih fluida. Tako je i dnevna količina utisnute vode u početku iznosila 3.000 m^3/dan te su stvarne količine određivane prema potrebama. Sa samim utiskivanjem vode povećao se i udio sadržaja vode u pridobivanju pa je zbog prestanka eruptivnog rada pojedinih bušotina na polju u narednim godinama (1983.) instaliran sustav plinskog lifta. Danas količina utisnute vode iznosi oko 150.000 m^3/god te udio vode u pridobivenim fluidima iznosi oko 75 % i isti lagano raste tijekom godina. Istovremeno GOR (engl. *Gas/Oil ratio*) je oko 80.

Za napomenuti je kako, s obzirom na neposrednu ratnu opasnost, polje Beničanci nije korišteno za pridobivanje od rujna 1991. do veljače 1992. godine. Tijekom tog razdoblja nije se ni utiskivala voda.

Iz ovoga polja tijekom 40 godina pridobivanja (od 1972.) eksploatirano je oko 20 milijuna m^3 nafte te oko 2 milijarde m^3 plina otopljenog u nafti. Iscrpak nafte je oko 45 % dok je otopljenog plina u nafti oko 51 %. Procjenjuje se kako u naftnom ležištu polja Beničanci rezerve nafte iznose gotovo 40 milijuna m^3, dok su rezerve plina otopljenog u nafti oko 3,1 milijarda m^3. Plina je prema procjeni oko 474 milijuna m^3 dok je kondenzata 46.688 m^3 (Dobrova et al., 2003; Velić et al., 2016).

Daljnja ulaganja u istraživanja i razradu naftnog polja Beničanci, kao niti ulaganja u bušotine i popratne objekte nisu izgledna niti predviđena strategijom tvrtke koja njime upravlja. Predviđanja su kako će naftno polje Beničanci biti korišteno za pridobivanje uz ostvarivanje dobiti kroz 28 godina. Takve prognoze do danas su opravdane jer je ovo naftno ležište tijekom proteklih godina poslovalo rentabilno. Rashodovna strana

pridobivanja vezana je uz troškove naknada za eksploataciju mineralnih sirovina (Zakon o rudarstvu NN 75/09), indirektnih troškova te direktnih troškova zbog korištenja kemikalija, električne energije i održavanja. Pobrojanim rashodima također treba dodati troškove samog napuštanja bušotina i njihove sanacije.

Tablica 2-2. Rezerve nafte, plina otopljenoga u nafti, plina iz plinskih kapa i kondezata u ležištima polja Beničanci (2012. godina).

	Nafta	Plin otopljen u nafti	Plin	Kondenzat
Utvrđene rezerve, m^3	39 848 900	3 140 093 320	474 247 940	46 688
Pridobive rezerve, m^3	18 370 311	1 637 143 964	267 379 764	32 519
Ukupno pridobivene količine, m^3	18 038 664	1 610 612 204	264 165 734	32 110
Preostale utvrđene rezerve, m^3	21 810 236	1 529 481 116	210 082 206	14 578
Preostale pridobive rezerve, m^3	331 647	26 531 760	3 214 030	409

2.5 Naftno polje Đeletovci

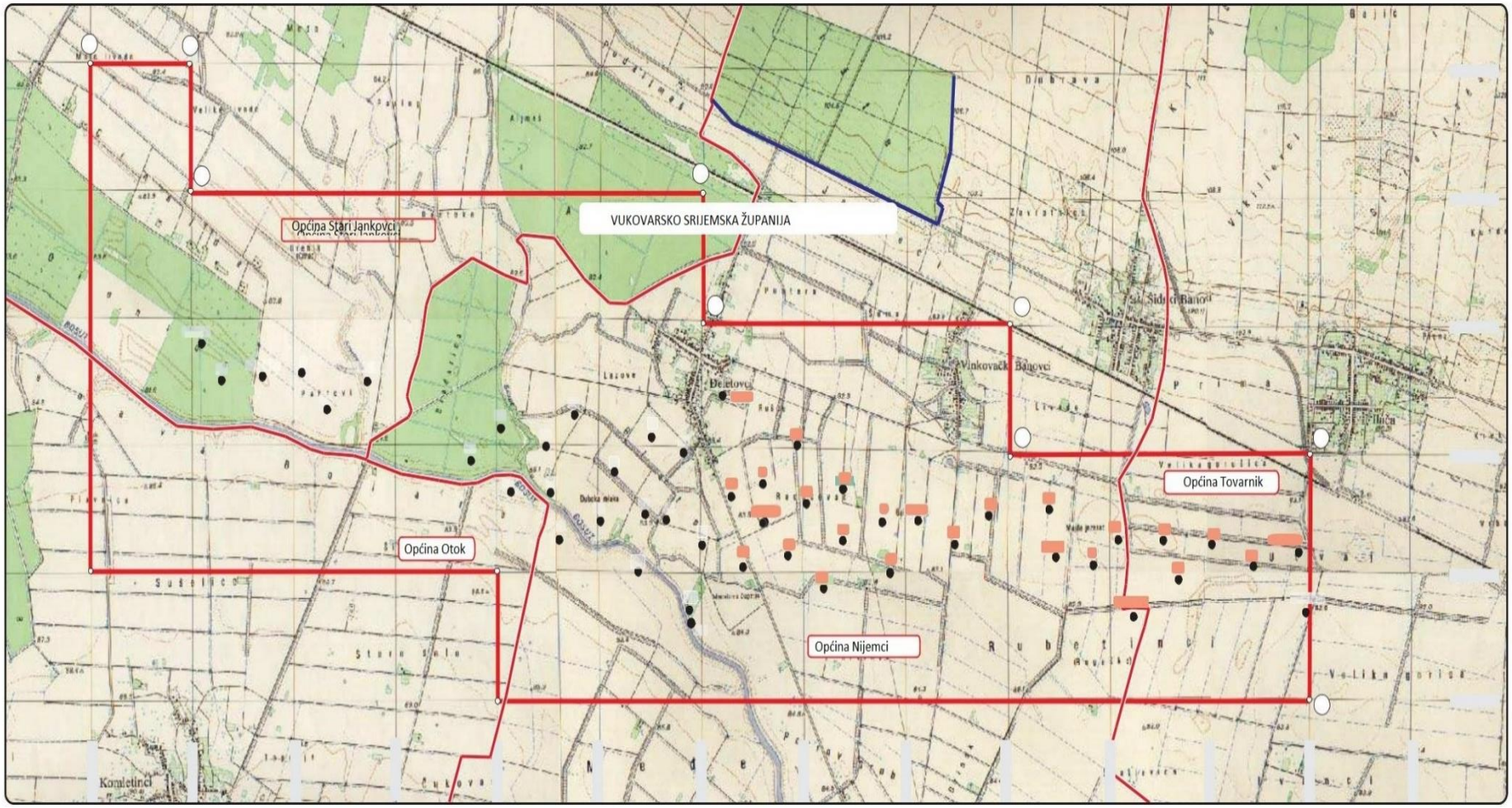
Naftno polje Đeletovci nalazi se u istočnoj Slavoniji i dio je Slavonsko-srijemske depresije (Slika 2.8). Polje je otkriveno 1982. godine bušotinom lociranom na temelju geoloških i geofizičkih podataka. Istraživanjem je utvrđeno kako su ukupne utvrđene rezerve u ovom polju oko 6,5 milijuna m^3 nafte, plina otopljenog u nafti oko 262 milijuna m^3 dok plina u plinskim kapama ima oko 90 milijuna m^3 (Velić et al., 2012b).

Prema klasifikaciji ležište ovog polja se svrstavaju u zamke kombiniranog tipa (Levorsen, 1958). Naime, ovo ležište ima primarnu i sekundarnu šupljikavost, te su ugljikovodici utvrđeni u magmatitima, ali i u trošnim metamorfitima pretercijara i sedimentima badenske starosti.

Ležišta u polju imaju dvije hidrodinamičke cjeline: zapadno (bez plinske kape) i centralno s istočnim dijelom (s dvije plinske kape – centralnom i istočnom). Podzemlje čine podina kenozoika, miocen (baden i djelomično pont), pliocen (romanij i dacij) i kvartar. Magmatiti i metamorfiti čine tzv. podlogu kenozoika odnosno podinu neogena, dok su badenske naslage litološki različite i čine ih polimiktne breče s prijelazima u brečokonglomerate. Upravo unutar dijela badenskih naslaga su utvrđene značajne količine nafte i plina. Slijede naslage brakičnog gornjeg miocena dok donji pont čine slabovezani pješčenjaci koji naliježu na mekani sivi lapor. Gornji pont čine sitnozrnasti pješčenjaci s proslojcima lapora. Naslage romanija i dacija sastoje se od pjeskovitih i laporovitih glina uz krupnozrnaste pijeske. Pleistocenske i holocenske slojeve čine šljunak i pijesak s dijelovima gline i humusa (Hernitz et al., 1980; Juttner et al., 2001).

Samo iskorištavanje polja Đeletovci je išlo u nekoliko etapa te se može, s obzirom na vremenske okvire, podijeliti na tri cjeline:

1. Pridobivanje prije okupacije (1984.- rujan 1991.)
2. Pridobivanje tijekom okupacije (lipanj 1992.- travanj 1996.)
3. Pridobivanje nakon reintegracije (rujan 1996. do danas).



Slika 2.8. Eksploatacijsko polje Đeletovci s ucrtanim bušotinama i granicama.

Naime, nakon početnih istraživanja polje je pušteno u rad 1984. godine. Istovremeno je počelo pridobivanje iz obje hidrodinamičke cjeline iz nekoliko bušotina, čiji broj se vremenom povećavao. Pridobivanje iz ovog polja se povećavalo tijekom godina te je svoj vrhunac doseglo 1989. godine kada je pridobiveno 239.424 m^3 nafte. U godinama koje slijede polje zadržava optimalnu razinu pridobivanja, no za vrijeme okupacije ne postoje pouzdani podaci ali se vjeruje kako je pridobivanje bilo iz samo nekoliko bušotina, prvenstveno zbog tehničkih nedostataka i kvarova na postrojenjima.

Danas hidrodinamička jedinica koja obuhvaća centar i istok polja čini glavni naftni objekt u polju Đeletovci s 25 proizvodnih bušotina odnosno s 88,6 % udjela u ukupnom pridobivanju ovog polja. U sličnom postotku je utvrđena rezerva ove cjeline u odnosu na ukupne utvrđene rezerve (5,7 milijuna m^3 ili gotovo 88 %). Hidrodinamička jedinica zapad ima utvrđene rezerve od oko 700 tisuća m^3 (oko 12 %) nafte od ukupnih rezervi polja. Smatra se kako se do sada iscrpilo oko 40 % rezervi centralnog i istočnog dijela polja, odnosno oko 30 % rezervi zapadnog polja (sve rezerve predstavljaju kategoriju A) (Tablica 2-3), te ovo polje i dalje ima veliki potencijal pridobivanja (Velić et al., 2016).

Tablica 2-3. Rezerve nafte, plina otopljenoga u nafti i plina iz plinskih kapa u ležištima polja Đeletovci (2011. godina).

	Nafta	Plin otopljen u nafti	Plin iz plinskih kapa
Utvrđene rezerve, m^3	6 491 133	261 722 483	90 438 353
Pridobive rezerve, m^3	3 185 663	126 794 343	35 563 081
Ukupno pridobivene količine, m^3	2 607 691	108 786 892	15 422 412
Preostale utvrđene rezerve, m^3	3 883 442	152 935 591	75 015 941
Preostale pridobive rezerve, m^3	577 972	18 007 451	20 140 669

S obzirom na utvrđene količine nafte i plina u polju Đeletovci planirana su daljnja pridobivanja koja prate određeni troškovi. Rashodovna strana pridobivanja vezana je uz troškove i naknade za eksploataciju mineralnih sirovina (Zakon o rudarstvu NN 75/09), indirektnih troškova te direktnih troškova zbog korištenja kemikalija, električne energije i održavanja. Pobrojanim rashodima također treba dodati troškove samog napuštanja bušotina i njihove sanacije. Slijedom navedenog procijenjeno je da se eksploatacijsko polje Đeletovci može rentabilno koristiti narednih godina (zaključno sa 2040-om godinom za centralni i istočni dio polja, odnosno 2031. godinom za zapadni dio polja).

2.6 Plinsko polje Molve

Plinsko polje Molve nalazi se u sjeverozapadnom dijelu Dravske. Morfološki ovo je područje nizina prosječne nadmorske visine 120 m (Malvić i Velić, 2010). Uz polje Molve u neposrednoj blizini eksploatiraju se još dva polja, Gola i Ferdinandovac, oba plinska.

Samo područje istraživano je seizmički nekoliko puta. Prva istraživanja rađena od 1959. do 1965. nisu dala zadovoljavajuće rezultate, no ponovljena su 1972/73. Temeljem tada prikupljenih seizmičkih profila i podataka dobivenih istražnim bušotinama na području današnjeg polja Molve utvrđene su dvije antiklinale dublje u podzemlju. Istražno bušenje 1974. godine je ukazalo na prisutnost plina (5 - 8 %) (Velić et al., 2010).

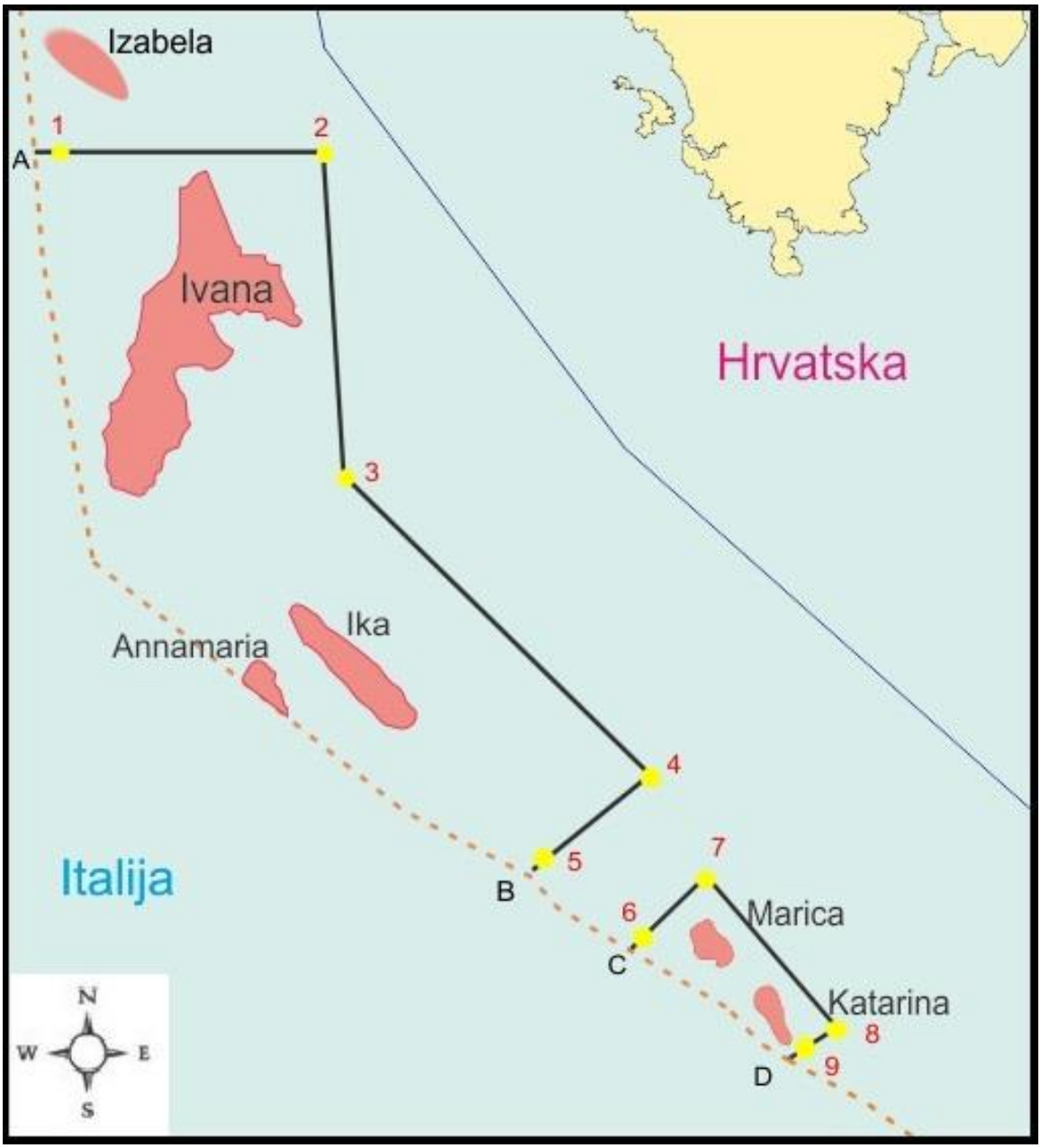
U podzemlju polja Molve petrografskim i geomorfološkim istraživanjima utvrđeno je postojanje četiri litofacijesa jedne hidrauličke cjeline. Dobra ležišna svojstva imaju biogeni miocenski vapnenci i biomikriti. Litofacijesi paleozojske, mezozojske i miocenske starosti su dolomiti i dolomitne breče, razni škriljavci i kvarciti permo-trijasa koji su debeli 200 m i odlični su kolektori. Zamka je stratigrafskog tipa (Levorsen 1958). Izolatorske stijene su tamnosivi do crni pjeskoviti lapori. (Malvić i Velić, 2010).

Samo ležište ovog polja je jedinstvene strukture. Naime, ležište je „buried hill“ struktura dužine 13 km i širine 4,5 km. Rasjedima je poremećena na način da se u sjevernom dijelu ležišta nalazi nekoliko reverznih rasjeda koji odvajaju središnji od zapadnog dijela, i jednim normalnim rasjedom duž južnog ruba. To ležište je masivno s kontaktom plin-voda na dubini -3.380 m (Malvić i Velić, 2010).

Plinsko polje Molve je jedno od najznačajnijih u Republici Hrvatskoj po količini pridobivenog plina. S polja Molve pridobiveno je oko 75 % ukupnih količina plina u Republici Hrvatskoj te je godišnje pridobivanje oko 1,5 milijardi m^3 plina. Za naglasiti je de je puni kapacitet ležišta ovog polje daleko veći i iznosi oko 9 milijuna m^3 plina na dan, no kapaciteti nisu maksimalno iskorišteni. Planirano pridobivanje iz polja je do 2028. godine do kada se smatra kako će, prema predviđenim preostalim rezervama, pridobivanje biti isplativo (Velić et al., 2016).

2.7 Plinsko polje Annamaria

U sjeverozapadnom dijelu Jadranskog podmorja smješteno je plinsko polje Annamaria. Ležište ovoga polja ima oblik izdužene antiklinale pravca sjeverozapad-jugoistok. Na ovoj se antiklinalnoj strukturi u dijelu u kojem su plinska ležišta nalaze dva uzdignuća međusobno odijeljena blago izraženim strukturnim sedlom. Strukturna uzdignuća predstavljaju stratigrafske zamke nastale procesom diferencijalne kompakcije sedimenata. Iako rasjedna tektonika nije potvrđena u klastičnim naslagama nastanak uzdignuća se povezuje s postojanjem strukturnih uzdignuća u rasjednutoj karbonatnoj podlozi. Ležišta plina u polju Annamaria (Slika 2.9) nalaze se unutar sedimenata formacije Carola donjopleistocenske starosti, odnosno unutar sedimenata formacije Porto Garibaldi gornjopleistocenske starosti. Ležišta su predstavljena facijesom pješčenjačkih turbiditnih sedimenata a sastoje se od silitnog pijeska i pješčenjaka, pjeskovitog i glinenog silta, siltne gline te lapora (sadržaj lapora se povećava s povećanjem dubine) koji u nekim područjima ima primjese gline (Slika 2.10) (Kovačević et al., 2011).



Tumač znakova:

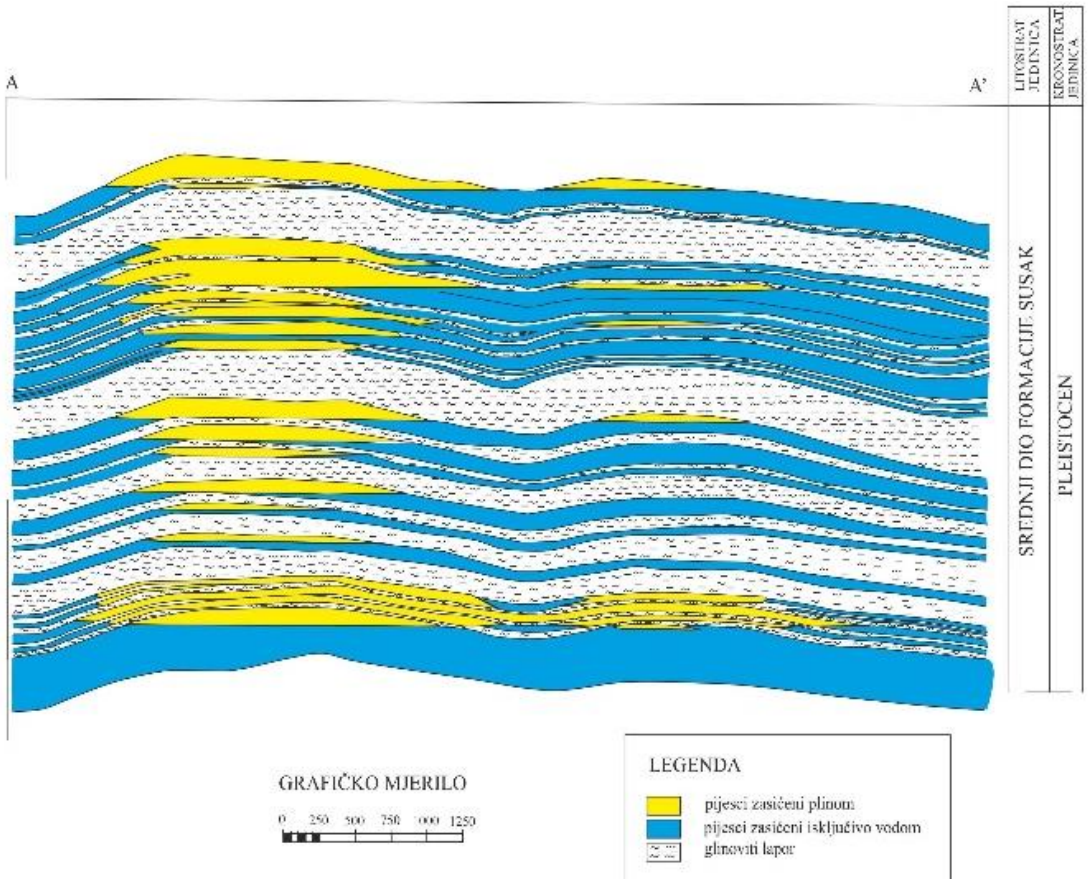
Granica eksploatacijskog polja

2 Kutna točka eksploatacijskog polja

Linija razgraničenja s Republikom Italijom

Granica epikontinentalnog mora

Slika 2.9. Hrvatska plinska polja u Sjevernom Jadranu (Velić et al., 2015b).



Slika 2.10. Izgled tipskog profila ležišta plina u Sjevernom Jadranu (Velić et al., 2015b).

Prema petrofizikalnim značajkama, tipu zamki i debljini samog ležišta ona se u polju Annamaria mogu podijeliti na sljedeća tri tipa:

- Ležišta formirana u strukturnim zamkama (Levorsen, 1958) koje su nastale procesom diferencijalne kompakcije mlađih sedimenata iznad paleoizdignuća na rasjednoj karbonatnoj podlozi, a debljina im varira od 0,7 - 8 m.
- Pješčenjačka ležišta formirana u strukturnim zamkama s ukupnom debljinom 7,5 - 21,5 m. Ova ležišta karakterizira iznimna heterogenost u smislu izmjena vrlo tankih slojeva pješčenjaka i lapora debljine od nekoliko milimetara do nekoliko centimetara.
- U zamkama strukturno-stratigrafskog tipa (Levorsen, 1958) nalaze se najdublja ležišta koja su nastala isklinjenjem pješčenjačkih slojeva na nagnutoj karbonatnoj podlozi i nepropusnim naslagama. Ovakva ležišta sastoje se od pješčenjaka (debljina slojeva 0,1 – 3,2 m) i lapora (debljina slojeva 0,3 – 5,3 m) koji su lateralno kontinuirani.

Kemijskim analizama nađeno je da se plin proizveden na ovom polju sastoji uglavnom od metana.

Polje Annamaria je vrlo specifično smješteno na razgraničenju između Republike Hrvatske i Republike Italije te je privedeno eksploataciji s dvije platforme (Anamaria A i B) (Slika 2.11). Naime, sporazumom Hrvatske i Italije dogovorena je podjela pridobivenih količina plina u omjeru 51,5 % (Hrvatska) : 48,5 % (Italija) (Malvić et al., 2011).

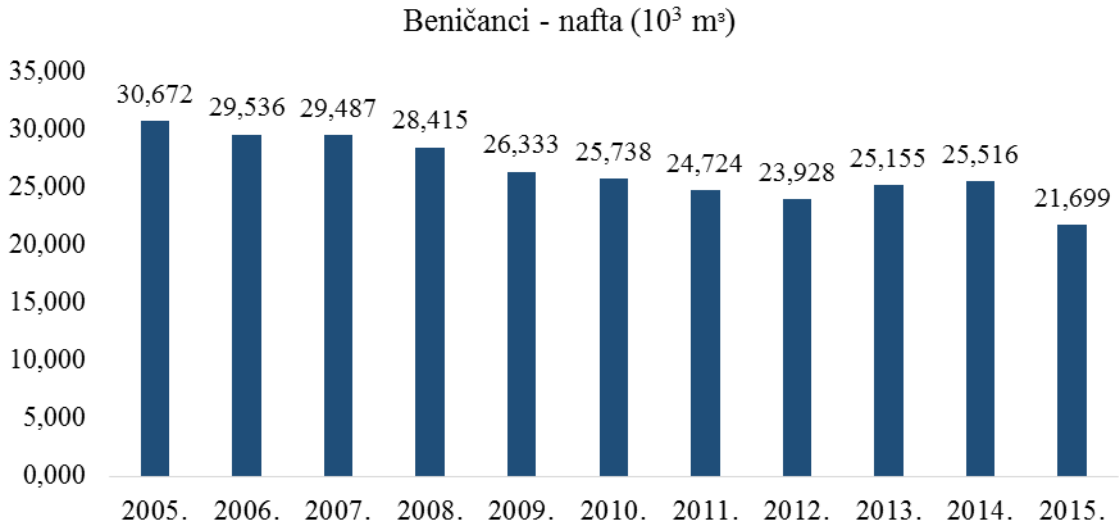


Slika 2.11. Platforma Annamaria A (http://www.vecernji.hr).

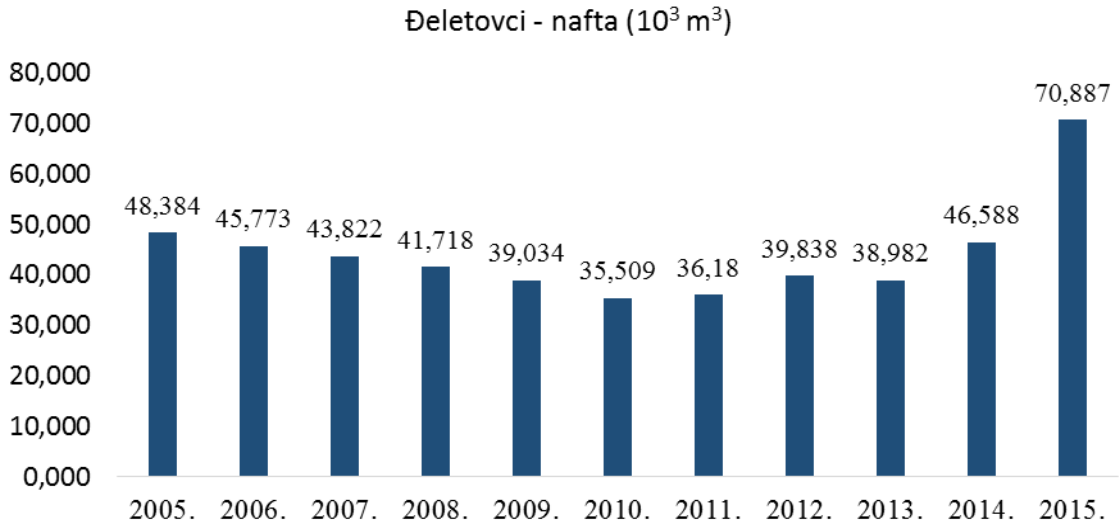
Smatra se kako će ovo polje ekonomski biti dugoročno isplativo. Naime, simulacijske studije pokazuju kako je moguće eksploatirati oko 52 % utvrđenih plinskih rezervi kategorije B, što čini oko 49 % ukupno utvrđenih rezervi ovog polja. Prognoze su kako će pridobivanje biti isplativo do 2040. godine te kako će se u tom razdoblju pridobiti oko 3,6 milijardi m^3 plina (Malvić et al., 2015; Velić et al., 2016).

3. PRIDOBIVANJE UGLJIKOVODIKA NA PRIKAZANIM POLJIMA U RAZDOBLJU OD 2005. – 2015. GODINE

Na detaljnije prikazanim poljima, Beničanci i Đeletovci dugi niz godina pridobiva se nafta čemu su prethodila opsežna istraživanja i studije rentabilnosti. Slike 3.1 i 3.2 pokazuju količine pridobivene nafte tijekom desetogodišnjeg razdoblja (2005. - 2015.). Može se vidjeti kako je pridobivanje nafte s oba polja u tom vremenskom okviru relativno ujednačeno, bez značajnijih padova ili povećanja. Od navedenog odstupa pridobivanje tijekom 2015. godine na polju Đeletovci kada se količina pridobivene nafte znatno povećala.

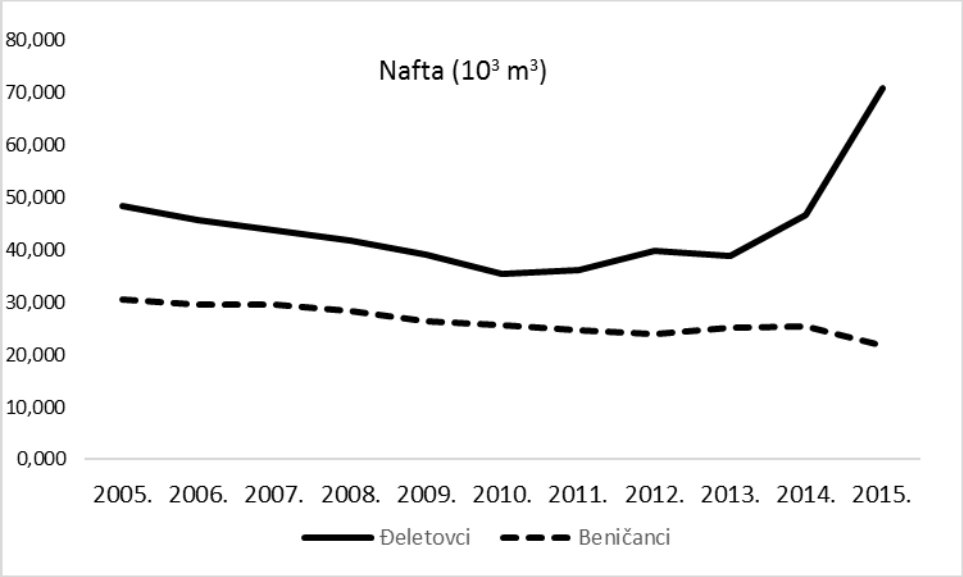


Slika 3.1. Pridobivanje nafte iz polja Beničanci u razdoblju od 2005.-2015. godine.



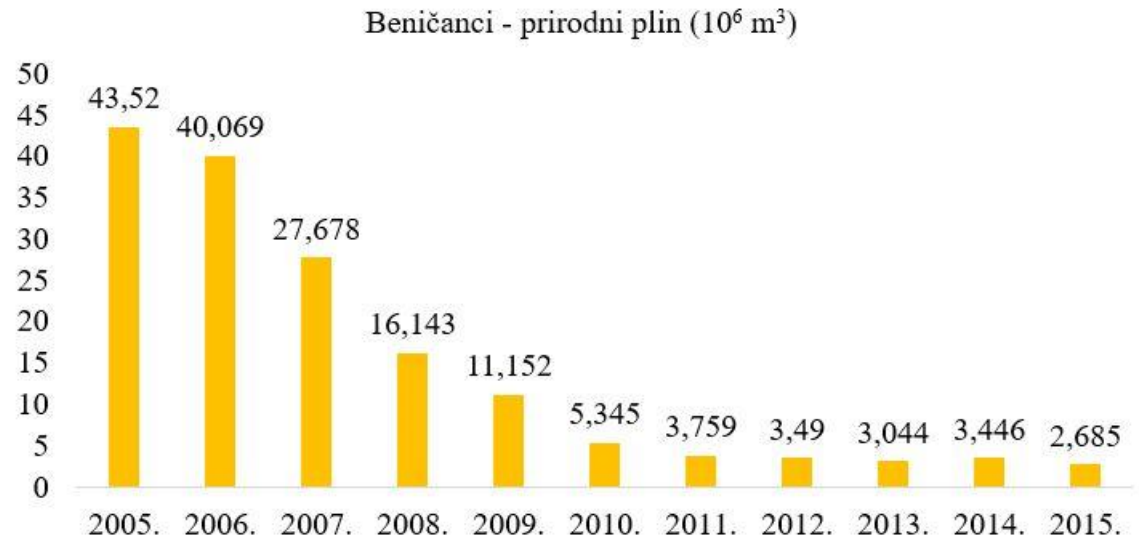
Slika 3.2. Pridobivanje nafte iz polja Đeletovci u razdoblju od 2005.-2015. godine.

Kada se usporede količine pridobivene nafte iz ova dva polja (Slika 3.3) vidimo da se proizvodnja među njima razlikuje za 10.000 m^3 u korist polja Đeletovci. Također je vidljivo značajno povećanje pridobivanja tijekom 2015. godine iz polja Đeletovci.

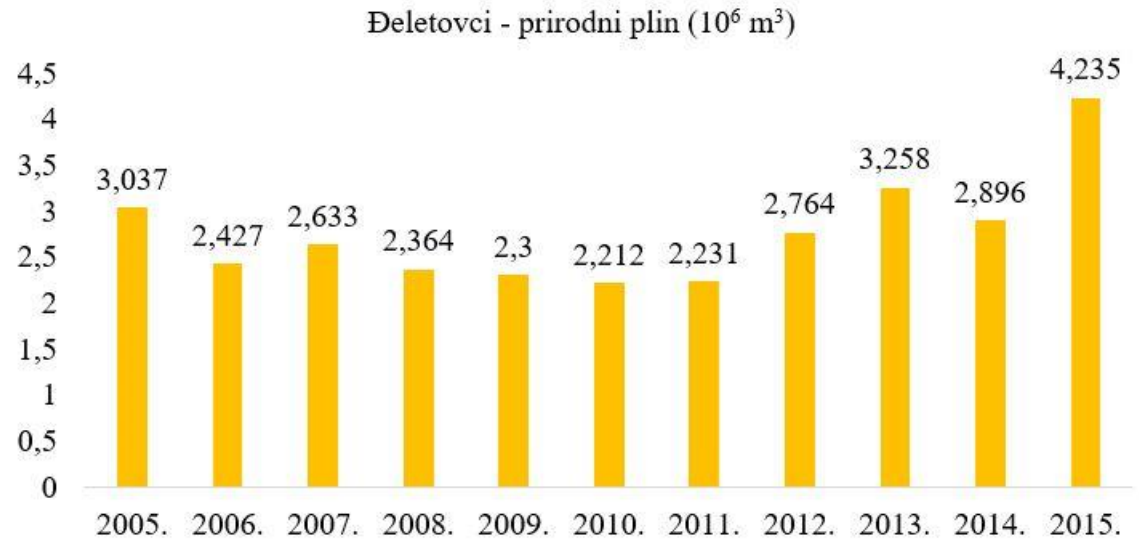


Slika 3.3. Usporedba količine pridobivene nafte iz polja Beničanci i Đeletovci od 2005.-2015. godine.

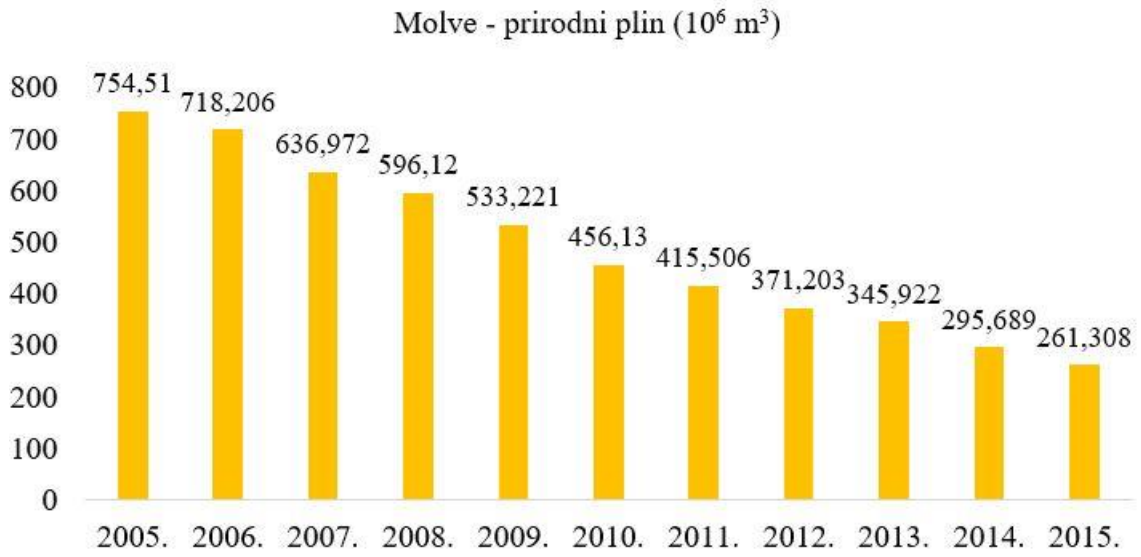
Isto tako kada se pogleda proizvodnja plina na poljima prikazanima u ovom radu (Beničanci, Đeletovci, Molve i Annamaria) vidljivo je da na poljima Beničanci i Molve tijekom vremena dolazi do smanjenja količine (Slike 3.4 i 3.6) što je očekivano s obzirom se radi o poljima koja su dugi niz godina u sustavu eksploatacije. Sličan trend može se vidjeti i na polju Annamaria (Slika 3.7) dok na polju Đeletovci (Slika 3.5) dolazi do manjeg povećanja pridobivanja prirodnog plina.



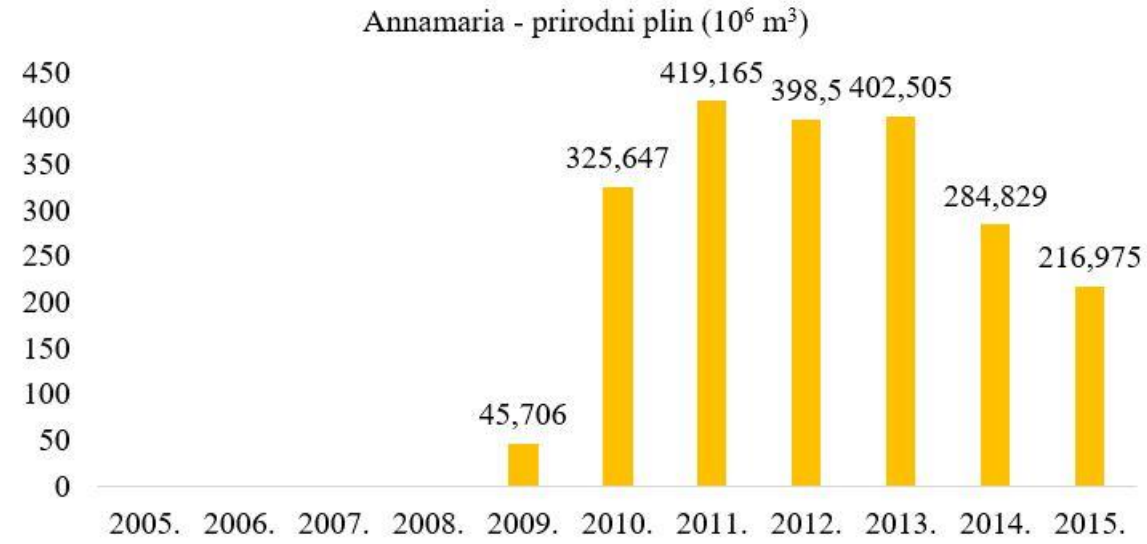
Slika 3.4. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Beničanci od 2005.-2015. godine.



Slika 3.5. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Đeletovci od 2005.-2015. godine.

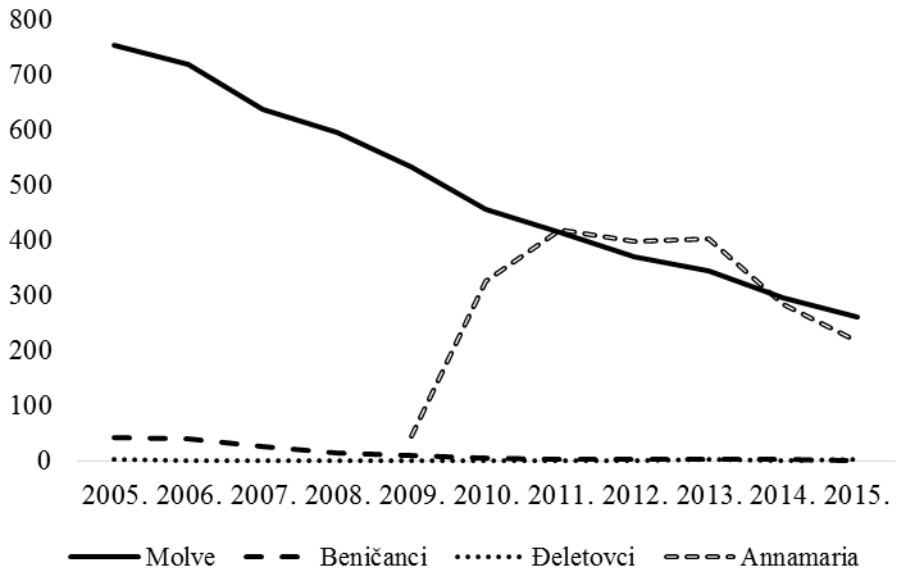


Slika 3.6. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Molve od 2005.-2015. godine.



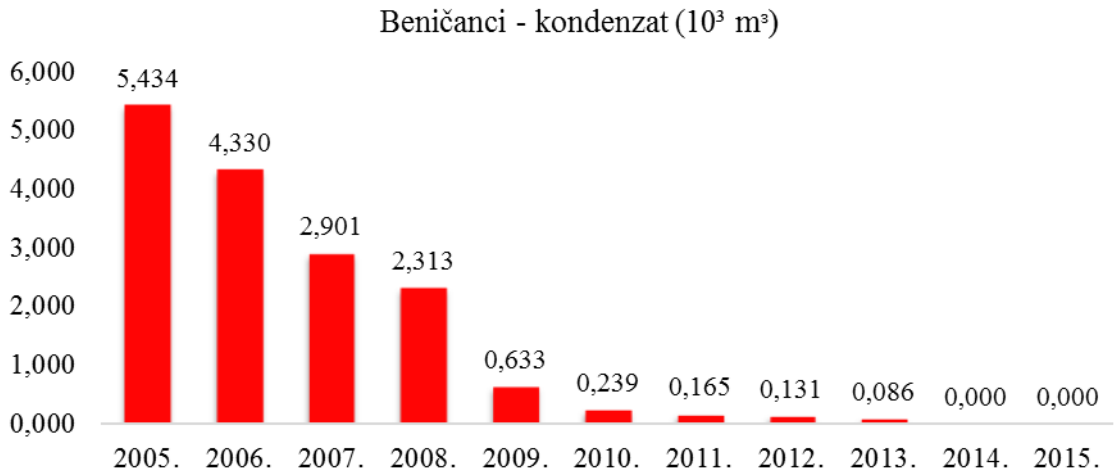
Slika 3.7. Pridobivanje prirodnog plina iz polja Annamaria od 2005.-2015. godine.

Na Slici 3.8 je prikazano usporedno pridobivanje iz polja Beničanci, Đeletovci, Molve i Annamaria, gdje je vidljivo sve ranije opisano, te je razvidno kako je izrazito velika razlika u količini pridobivenog plina na ovim poljima. Dok na poljima Molve i Annamaria pridobivanje u posljednjih pet prikazanih godina (2010.-2015.) iznosi oko 400 milijuna m^3 plina, pridobivanje na preostala dva polja je stotinjak puta manje (okvirno 4 milijuna m^3), što govori o mogućnostima samog polja i resursima koje ono ima uzimajući u obzir da se radi o prvenstveno naftnim poljima a ne plinskim.

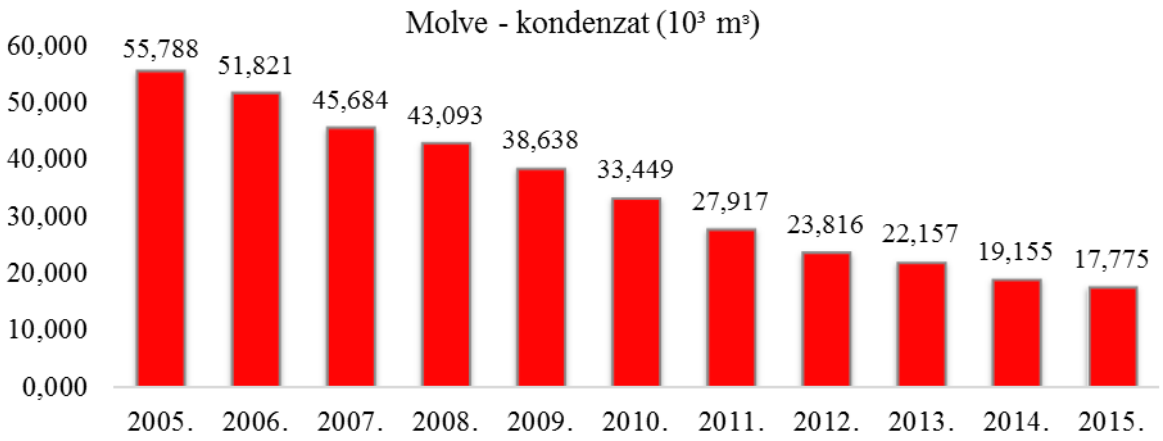


Slika 3.8. Usporedba pridobivanja prirodnog plina iz polja Annamaria, Beničanci, Đeletovci i Molve od 2005.-2015. godine.

Kondenzat se pridobiva s dva od četiri u ovom radu opisana polja: iz polja Beničanci i polja Molve. Kako je vidljivo na slici 3.9 na polju Beničanci je kondenzata bilo premalo da bi se prikazivao u izvješćima nakon 2014. godine. Količina kondenzata također se smanjuje na polju Molve (Slika 3.10).

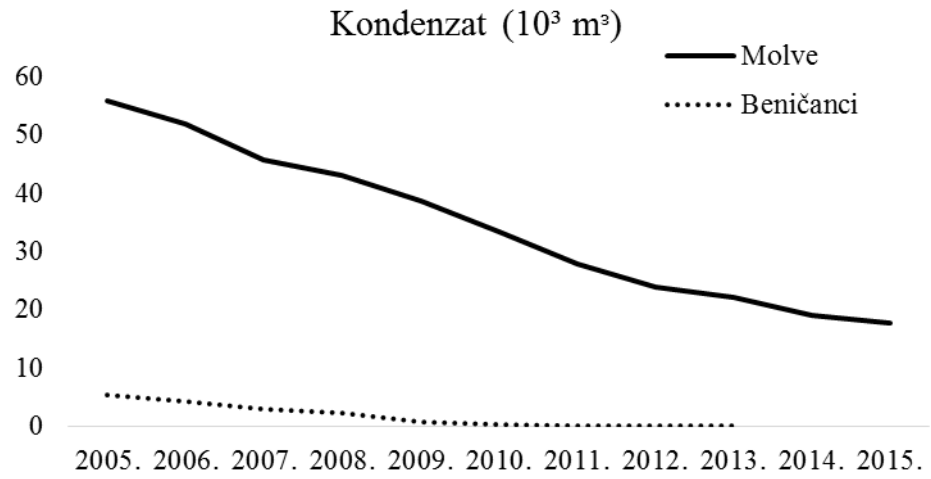


Slika 3.9. Pridobivanje kondenzata iz polja Beničanci u razdoblju od 2005 do 2015. godine.



Slika 3.10. Pridobivanje kondenzata iz polja Molve u razdoblju od 2005 do 2015. godine.

Usporednim prikazom (Slika 3.11) pridobivanja kondenzata iz polja Molve i Beničanci vidljivo je kako su količine koje su tijekom razdoblja pridobivane na polju Beničanci bile znatno manje nego iz polja Molve.



Slika 3.11. Usporedba količine pridobivenog kondenzata iz polja Beničanci i Molve od 2005.-2015. godine.

4. PITANJE UTJECAJA EKSPLOATACIJE UGLJIKOVODIKA NA OKOLIŠ I GOSPODARSTVO U JADRANU

Komercijalno pridobivanje ugljikovodika iz Jadranskog podmorja počelo je 1999. godine kada je otvoreno polje Ivana, iako su se značajne količine utvrdile i dvadesetak godina ranije. U godinama koje slijede puštene su u rad brojne platforme pa je tako 2006. pušteno njih 7, a do 2008. bilo ih je ukupno 16 proizvodnih i jedna kompresorska. Kasnije je u rad pušteno još 6 platformi (Velić et al., 2016). Sve platforme povezane su plinovodima s plinskim terminalima na kopnu.

Odmah po izgradnji i puštanju platformi u rad uvidjelo se kako postoje brojne opasnosti prvenstveno ekološke naravi. Razvojem svijesti i modernizacijom društva općenito, danas se i prije nego se novi objekti planiraju izgraditi, elaboriraju mogući utjecaji na okoliš. Takvim elaboratima nastoji se predvidjeti potencijalne negativne učinke puštanja platformi u rad te se iste nastoje ublažiti ili ulaganjem u modernizaciju i pozitivnim predstavljanjem u društvu kako se oko njihove izgradnje ne bi govorilo u negativnom kontekstu.

Na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran su grupirane platforme monopodnog tipa što se pokazalo posebno isplativim kod manjih ležišta kakva su ova. Naime, kod platformi monopodnog tipa potreban je manji broj prisutnih radnika na samoj platformi, obzirom se dio posla odrađuje daljinskim upravljanjem. Platforme su kontrolirane i zaštićene PLC-om (engl. *Process Logic Controler*) i dio procesa je upravljan s kopna. Ovakvi sustavi upisanim algoritmima upravljaju platformom tijekom pokretanja rada, redovitog rada kao i gašenja u slučaju potrebe. Ujedno je omogućeno praćenje i nadzor procesa i opreme. Rezultati terenskih istraživanja pokazali su kako ovakav sustav nema negativan utjecaj na okoliš (Smital et al., 2016).

Mjere zaštite i program praćenja stanja okoliša tijekom pripreme, izgradnje i korištenja platforme propisane su od strane Ministarstva zaštite okoliša. Tim propisima određene su mjere za smanjenje emisije metana, mjere za zaštitu kakvoće mora, mjere za zaštitu kulturnih i prirodnih dobara, mjere zaštite od buke kao i sustav gospodarenja otpadom i otpadnim vodama. Provođenje propisanih mjera redovitim se kontrolama nadzire te se praćenjem okolišnih čimbenika nastoji utvrditi jesu li one učinkovite.

Uspostavom sigurnosne zone širine 500 m (mjereno od svake točke vanjskog ruba platforme) nastoji se smanjiti mogući međuutjecaj s postojećim i planiranim zahvatima pa ova mjera obuhvaća i zabranu ribolova, sidrenja i plovidbe u tom području.

Vrlo značaj paket mjera je i onaj koji stupa na snagu u slučaju neželjenog događaja ili se koristi u preventivne svrhe.

Izrađene su karte staništa (izvođač tvrtka Oikon d.o.o., 2011) kojima su bentoske zajednice katalogizirane i prikazane na karti staništa. Same zajednice su redovito promatrane od strane znanstvenika Centra za istraživanje mora ispostava Rovinj, Instituta Ruđer Bošković. Republika Hrvatska je donijela Pravilnik (NN 7/06 i 119/09) i time Nacionalnu klasifikaciju staništa kojom se zajednice oko platformi označava kao cirkalitoralne zajednice sedimentnog tla, odnosno kao kočarenjem osiromašena detritusna dna otvorenog Jadrana. Istraživanja su pokazala kako niti bušenje niti isplaka nemaju utjecaj na bioraznolikost okoline platforme (Smital et al., 2016).



Slika 4.1. Slika ježinaca na morskom dnu u okolici platforme Annamaria (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011).

Kako je vidljivo na slikama 4.1 i 4.2, uočena je ponovna pojava makrobentoskih organizama kakvi su ježinci, te sesilnih i sedentarnih organizama makrobentosa (primjerice periske). Za pretpostaviti je kako je zaustavljanje kočarenja pridonijelo razvoju ovih organizama s obzirom da povlačne mreže uništavaju organizme, posebno makroorganizme bentoske zajednice. Od posebnog je značaja razvoj koraljnih vrsta u ovom području (Slika 4.3).



Slika 4.2. Koraljne vrste na morskom dnu u okolici platforme Annamaria (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011).

Od važnosti kod procjene ekoloških uvjeta u okolini platforme su obraštajne zajednice (Slika 4.3). Istraživanja obraštajnih zajednica oko platformi pokazala su da ga u početku čine pionirske vrste te da je on vrlo bujan.



Slika 4.3. Obraštaj na platformi u kojem dominiraju kamenice i dagnje (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011).

4.1 Mogućnost curenja plina i utjecaj na okoliš

Gotovo polovica neželjenih događaja vezanih za pridobivanje plina iz podmorskog dna vezano je uz oštećenja same platforme (Moore i Hamilton, 1993), te je važno da postoji dobro razrađen protokol koji se slijedi u takvim slučajevima. Propisano je da se sve sanacije odrade unutar 24 sata od otkrivanja. Količina isteklog plina i njen utjecaj na okoliš ovise o vrsti i opsegu oštećenja te karakteristikama same bušotine. Drugi mogući uzrok neželjenog događaja je vezan uz plinovodne mreže do kojih dolazi zbog korozije, pogrješaka tijekom gradnje, značajnije erozije tla ili tektonskih poremećaja, te kod kočarenja ili sidrenja brodova na mjestu protezanja plinovodne cijevi. Glavni uzrok istjecanja plina ipak su istrošenost materijala od kojeg je plinovod građen i pogrješke prilikom spajanja dviju cijevi. Bez obzira na uzrok istjecanja ono uglavnom nema veliki utjecaj na okoliš jer brzo migrira kroz vodeni stupac i ne otapa se u značajnijoj mjeri te, temeljem mjerenja, koncentracija uglavnom ne prelazi toksični nivo od 6 mg/ml (Love et al., 1999). Platforme uglavnom nemaju nikakvog utjecaja na plankton i nekton (Slika 4.4).



Slika 4.4. Nekton u blizini platforme Annamaria (preuzeto iz elaborata tvrtke Oikon d.o.o., 2011).

Osim visokih standarda kompanije koje su nosioci pridobivanja plina iz poljana moru, 2013 je usvojena Direktiva (2013/30/EU) o sigurnosti naftnih i plinskih djelatnosti

na moru. Ova direktiva ima za cilj postaviti visoke sigurnosne standarde kojima će se osigurati provođenje djelatnosti istraživanja i eksploatacije na moru, a njome se propisuju i pravila postupanja u slučaju nesreće kako bi se umanjila šteta u okolišu. Temeljem ove Direktive u Hrvatskoj je donesen Zakon o sigurnosti pri odobalnom istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (NN 78/15).

4.2 Utjecaj na turizam

Godine 2015. provedena je strateška studija (Mesarić et al., 2015) utjecaja na okoliš istraživanja i eksploatacije ugljikovodika na Jadranu. Slijedom ispitivanja svih segmenata došlo se do zaključka kako se, ukoliko su platforme vidljive s kopna, narušava vizura što značajno može smanjiti privlačnost nekog područja za turizam tipa „sunce i more“. Kako se radi o vrlo značajnoj i prevladavajućoj grani turizma u Republici Hrvatskoj preporuka je smještati eksploatacijske platforme i prateću infrastrukturu tako da ne narušavaju vizure točaka od interesa za turizam, odnosno ne smiju biti dominantna vizura s plaža, iz naselja i turističkih zona. S obzirom na veliku važnost nautičkog turizma ovom je strategijom predloženo izmijeniti neke istražne prostore na način da se isključe područja visoke privlačnosti za turizam.

Za naglasiti je kako, pogledom unatrag, a s obzirom da nije bilo neželjenih događaja vezanih uz nefunkcionalnost platformi ili istjecanje ugljikovodika, turizam nije osjetio negativne posljedice pridobivanja plina iz Jadranskog podmorja. S druge strane gospodarstvo je zabilježilo značajan rast BDP s obzirom na milijunske iznose koji se ostvaruju crpljenjem plina iz ovih bogatih ležišta koja imaju rezerve za sljedećih 20-30 godina pridobivanja.

Ono što treba imati na umu je upravo negativan odjek katastrofa koje mogu donijeti značajno manje prihode od turizma kao što se ranije dogodilo nekim zemljama, no ostali recentni pokazatelji ne dovode postojanje platformi na financijski učinak turističke djelatnosti. Dapače, neke izrazito eksploataciji ugljikovodika okrenute zemlje (poput zemalja Arapskog poluotoka) nemaju negativne posljedice pridobivanja ugljikovodika na turizam i druge s tim povezane gospodarske grane.

Jednako tako utjecaj na ribarenje je minimalan s obzirom je ono ograničeno samo lokalno, odnosno u krugu od 500 m od platforme, a ne na cijelom Jadranu. Neki pokazatelji također govore o oporavku biološke raznolikosti obustavom kočarenja na određenim područjima.

5. ZAKLJUČAK

Republika Hrvatska, povijesno gledano, relativno je rano otkrila značajne naftne i plinske resurse podzemlja Panonskog bazena i počela s njihovim istraživanjem i eksploatacijom. Pridobivanje s tri polja od većeg značaja na području kopnenog dijela Hrvatske (Beničanci, Đeletovci i Molve), te plinskog polja Annamaria smještenog u podmorju Jadranu trenutačno pokriva oko 60 % hrvatskih potreba za plinom i oko 20 % potreba za naftom (Velić et al., 2016). Pridobivanje nafte i prirodnog plina opada prvenstveno zbog iscrpljenja ležišta, te je potrebno tražiti nova, posebice na prostoru Jadrana.

Pridobivanje prirodnog plina iz Jadranskog podzemlja ima negativne odjeke u hrvatskoj javnosti no temeljitim proučavanjem dostupnih istraživanja i zakonskih okvira jasno je da nema mjesta zabrinutosti jer je pridobivanje, sa sigurnosnog stajališta, relativno sigurno. Za gospodarstvo općenito, pridobivanje plina s plinskih polja u Jadranu donosi vrlo značajnu materijalnu korist, a kada se u obzir uzme turizam nema negativnog utjecaja.

Slijeđenjem zakonskih okvira, europske direktive te preporuka o postavljanju platformi tako da ne narušavaju vizure, platforme u Jadranu nemaju negativne učinke.

Područje Dinarida za sada je još nedovoljno istraženo u naftno-geološkom smislu, no određeni rezultati istraživanja i bušenja pokazuju kako i ovaj dio Hrvatske ima potencijal za otkrića ugljikovodika.

6. LITERATURA

BAČANI, A., SPARICA, M., VELIĆ, J. 1999. Quaternary deposits as the Hydrogeological System of Eastern Slavonia. Geologia Croatica. 52, 2, str. 141-152.

BARIĆ, G., VELIĆ, J., 2001. Organskogeokemijske značajke gornjopaleozojskih i mezozojskih plitkomorskih taložina na području jadranske karbonatne platforme. (Organic-geochemical characteristics of the younger Palaeozoic and Mesozoic shalow marine deposits in the Adriatic carbonate platform area). 1. znanstveni skup "Karbonatna platforma ili karbonatne platforme Dinarida", Zagreb, 1. i 2. listopada 2001., knjiga sažetaka, urednici Dragičević, I. & Velić, I.,23-26, Zagreb. (1st Scientific meeting "Carbonate Platform or Carbonate platforms of Dinarids", October, 1-2, 2001, editors Dragičević, I. & Velić, I, 23-26, Zagreb)

BELOŠIĆ, Ž., 2003. Istraživanje i proizvodnja nafte i plina. 2. međunarodni znanstveno-stručni skup o naftnom gospodarstvu. Zadar 30. 09. – 03. 10. 2003., - Zbornik radova, Razvoj naftnoplinskog gospodarstva pod uvjetima globalizacijskih procesa, INA-industrija nafte d.d., Segment djelatnosti za istraživanje i proizvodnju nafte i plina.– Naftaplin, str. 27-38.

BROD, I.O., 1945. "Geological Terminology in Classification of Oil and Gas Accumulation", AAPG Bulletin, 29, 12, str. 1738 – 1755.

COTA, L., BARIĆ, G., 1998. Petroleum potential of the Adraitic offshore, Croatia.- Org. Geochemistry, 29/1-3, str. 559-570.

CRNKOVIĆ, G., 2003. INA - Rafinerija nafte Rijeka. Rijeka.

DALIĆ, N., MALVIĆ, T., VELIĆ, J., 2005. Udjel paleozojsko-mezozojskih litofacijesa u povećanju ukupnog iscrpka na poljima Molve i Kalinovac (Paleozoic-Mesozoic lithofacies portion in increment of total recoveryat the fields Molve and Kalinovac). 3. hrvatski geološki kongres s međunarodnim sudjelovanjem, Opatija, 29.IX-1.X. 2005., knjiga sažetaka, 31-32, Zagreb.

DOBROVA, H., KOLLY, E., SCHMITZ, U., 2003. E&P Ventures in the Eastern-central Europe Transformation States after 1989 – a review of Expectations and results. Oil Gas European Magazine, 4, str. 172-182.

HERNITZ, Z., VELIĆ, J., KRANJEC, V., NAJDENOVSKI, J. 1980. Prikaz diferencijalnih i maloamplitudnih struktura s primjerima iz Savske potoline (Panonski bazen). Nafta, 31/7-8, str. 399-409.

JUTTNER, I., SAFTIĆ, B., VELIĆ, J., 2001. Distribution of porosity and permeability within the Pontian sandstones in the Western part of Sava depression in relation to their stratigraphic architecture and paleotectonic relations (Ovisnosti šupljikavosti i propusnosti pontskih pješčenjaka u zapadnom dijelu Savske depresije te njihovoj stratigrafskoj arhitekturi i paleotektonizmu. Nafta, special issue, 1, 139-144.

KARASALIHOVIĆ, D., FUGAŠ, I. 2007. Economics of preliminary operations due to start of production of Vuckovec, Vukanovec and Zebanec exploration fields. Petroleum Engineering Summer School. Ed. Kirilov Z. Zagreb.

KOVAČEVIĆ, S., VIDAČEK, O., GALLI, M.T., CHELINI, V., VERCELLINO, A., COMINESI N.R., 2011. INA – ENI UNITIZATION: ANNAMARIA FIELD, Petrophysical Interpretation.

KRANJEC, V., HERNITZ, Z., PRELOGOVIĆ, E., ŠIMON, J. & BLAŠKOVIĆ, I. 1969. On the tectonism and sedimentation of Tertiary deposits in the eastern Slavonia and neighbouring areas (Pannonian basin). Bull. sci. Cons. Acad Yougosl., (A), 14/3-4, 69-70, Zagreb.

LEVORSEN, A.I., 1958. "Geology of Petroleum", W.H. Freeman Company, San Francisco.

LOVE, M.S., CASELLE, J., SNOOK, L. 1999. Fish assemblages on mussel mounds surrounding seven oil platforms in the Santa Barbara Channel and Santa Maria Basin. Bulletin of Marine Science, 65, 2, str. 497-513.

MALVIĆ, T., 2011. Geological maps of neuogene sediments in the Bjelovar Subdepression (Northern Croatia). J Maps. Str. 304-317.

MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M. 2013. Lithostratigraphic units in the Drava Depression (Croatian and Hungarian parts) – a correlation / Korelacija litostratigrafskih jedinica u Dravskoj depresiji (hrvatski i mađarski dio). Nafta, 64, 1, str. 27-33.

MALVIĆ, T., ĐUREKOVIĆ, M., SIKONJA, Z., COGELJA, Z., ILIJAŠ, T., KRULJAC, I. 2011. Exploration and production Activities in northern Adriatic Sea (Croatia), successful joint venture INA (Croatia) and ENI (Italy). Nafta: exploraiton, production, processing, petrochemistry. 62, 9-10, str. 287-296.

MALVIĆ, T., ĐUREKOVIĆ, M., ŠIKONJA, Ž., ČOGELJA, Z., ILIJAŠ, T., KRULJAC, I., 2011. Istraživačke i proizvodne aktivnosti u Sjevernom Jadranu (Hrvatska) kao primjer uspješnog zajedničkog ulaganja Ine (Hrvatska) i ENI-ja (Italija). Nafta 62 (9-10), str. 293-296.

MALVIĆ, T., JOVIĆ, G. 2012. Thickness maps of Neogene and Quaternary sediments in the Kloštar Field (Sava Depression, Croatia). Journal of Maps. 8 , 3; str. 260-266.

MALVIĆ, T., VELIĆ, J. 2010. Relation between Effective Thickness, Gas Production and Porosity in Heterogeneous Reservoirs: and Example from the Molve Field, Croatian Pannonian Basin. Petroleum Geoscience. 16, str. 41-51.

MALVIĆ, T., VELIĆ, J., CVETKOVIĆ, M., VEKIĆ, M., SAPINA, M. 2015. Određivanje novih pliocenskih, pleistocenskih i holocenskih litostratigrafskih jedinica u hrvatskom dijelu jadrana (priobalju). Geoadria. 20, str. 85-108.

MALVIĆ, T., VELIĆ, J., REŽIĆ, M. 2016. Geological probability calculation of new gas discoveries in wider area of Ivana and Ika Gas Fileds, Northern Adriatic, Croatia. Materials and Geoenvironment. 63(3) str. 127-137.

PILLER, M. MITTERPACHER, L., 1783. Iter pewr Poseganam Sclavoniae provinciam, mensibus Junio et Iului anno MDCCLXXXII susceptum a Mathia Piller Historiae naturalis et L. Mitterpacher oeconomiae rusticae in regie universitatis anno MDCCLXXXII.– Typis regiae univ., 147 str., Budae.

PRELOGOVIĆ, E., KRANJEC, V., 1983. Geološki razvitak područja Jadranskog mora. Rijeka: Pomorski zbornik, 21, str. 387-405.

SAFTIĆ, B., VELIĆ, J., SZTANO, O., JUHASZ, G., IVKOVIĆ, Ž., 2003. Tertiary Subsurface Facies, Source Rocks and Hydrocarbon Reservoirs in the SW Part of the Pannonian Basin (Northern Croatia and South-Western Hungary).– Geologia Croatica, 56/1, str. 101-122.

SMITAL, T., LONČAR, J., BAKRAN_PETRICIOLI, T., PETRICIOLI, D. 2016. pregled recentnih istraživanja usmjerenih određivanju ekotoksikološkog učinka proizvodnih plinskih platformi u sjevernom Jadranu. Naftaplin: znanstveno-stručno glasilo Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa. 36, str. 89-102.

ŠIMON, J. 1980. Prilog stratigrafiji i talonom sustavu pješèanih rezervoara Sava-grupe mlađeg tercijara u Panonskom bazenu Sjeverne Hrvatske. Dissertation, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Zagreb.

VELIĆ, I., VELIĆ, J., 1993. Geology. In Klemenčić, M. (ed.): A concise Atlas of the Republic of Croatia (& of the Republic of Bosnia and Hercegovina). The M. Krleža Lexicographical Institute, Zagreb.

VELIĆ, I., VLAHOVIĆ, I. 2009. Tumač geološke karte Hrvatske 1: 300.000 [Explanatory Text for Geologic Map of Croatia – in Croatian].− Hrvatski geološki institut, Zagreb.

VELIĆ, J., 2007. Geologija ležišta nafte i plina. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb.

VELIĆ, J., KIŠIĆ, K., KRASIĆ, D., 2016. Značajke pridobivanja i preradbe nafte i prirodnoga plina u Hrvatskoj u razdoblju od 2000. do 2014. godine. Rudarsko-geološko-naftni zbornik. 33, str. 41-112.

VELIĆ, J., MALVIĆ, T. 2011. Taložni uvjeti tijekom pliocena i pleistocena u Sjevernom Jadranu te moguća litostratigrafska raščlamba nastalih stijena. Nafta: exploraiton, production, processing, petrochemistry. 62, str. 25-32.

VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., 2012. History of oil and gas produsction in the Croatian part of Pannonian basin system. 2nd International Conference „Alpine Petrol 2012“ on „Geology, Ecology and Petroleum Perspectives of the Carpathians and otjer Alpine regions in Europe.ed. Kotarba M.J., Wrobel, A. – Krakow: Society of Research on Environmental Changes „Geosphere“. Str. 103-104.

VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., 2015a. Geologija i istraživanje ležišta ugljikovodika. Zagreb. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet.

VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., VELIĆ, I. 2015b. Stratigraphy and petroleum geology of the Croatian part of the Adriatic Basin. J Petr Geol. 38(3) str. 281-300.

VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., VRBANAC, B., 2010. Characteristics of Hydrocarbon Fields in the Croatian Part of the Pannonian Basin. OIL GAS European Magazine, 36/3, str. 146-147.

VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., VRBANAC, B., 2012. *Reservoir geology, hydrocarbon reserves and production in the Croatian part of the Pannonian Basin System.* Geologia Croatica 65/1, str. 91-101.

VELIĆ, J., WEISSER, M., SAFTIĆ, B., VRBANAC, B., IVKOVIĆ, Ž., 2002. Petroleum-geological characteristics and exploration level of the three Neogene depositional magacycles in the Croatian part of the Pannonian basin.– Nafta, 53 (6-7), str. 239-249.

VLAHOVIĆ, I, TIŠLJAR, J., VELIĆ, I., MATIČEC, D., 2005. Evolution of the Adriatic Carbonate Platform: Palaeogeography, main events and depositional dynamics.– Palaeogeography, Palaeoclymatology and Palaeoecology, 220, str. 333–360.

ZAPPATTERA, E. 1994. Source-Rock Distribution of the Periadriatic Region. AAPG Bulletin, 78/3, 333-354.

ŽGALJIĆ, J., 1984. Nafta na našem tlu. Razvoj naftne privrede.– Privredni vjesnik.

STRUČNA DOKUMENTACIJA

Direktiva 2013/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 12. lipnja 2013. o sigurnosti odobalnih naftnih i plinskih djelatnosti.

Elaborat o utjecaju zahvata na okoliš za izgradnju novih platformi na postojećem polju za eksploataciju ugljikovodika „Sjeverni Jadran“. Oikon d.o.o. 2011.

Elaborat o rezervama ugljikovodika eksploatacijskog polja Beničanci. Naftno-plinsko polje Beničanci. 10. Obnova. Stanje 31. 12. 2012.

Elaborat o rezervama ugljikovodika eksploatacijskog polja Đeletovci, naftno polje Đeletovci, stanje 31. prosinca 201. godine, 5. obnova, Zagreb (2012).

Elaborat o rezervama ugljikovodika eksploatacijskog polja Molve. Stanje 31.12.1998., INA, Zagreb, lipanj 1999.

Elaborat o rezervama ugljikovodika eksploatacijskog polja Sjeverni jadran, Plinsko polje Anamarija, Stanje 31.12.2009., INA, Zagreb, lipanj 2010.

INA d.d., Sektor za razradu., 2008. *Elaborat o rezervama ugljikovodika eksploatacijskog prostora "Sjeverni Jadran" - Plinsko polje Annamaria. Stanje 31.12.2005.* Fond stručne dokumentacije INA d.d., Zagreb, 68 str.

INA-ENI: Annamaria Field Initial Tract Participation Report, 28. 12. 2005. Milano, Italija.

Pravilnik o prikupljanju podataka, načinu evidentiranja i utvrđivanja rezervi mineralnih sirovina te o izradi bilance tih rezervi, Narodne novine, br. 48/92 i 60/92.

SAFTIĆ, B. 2007. Ležišta ugljikovodika u Hrvatskoj. Dopunski materijali za predavanja iz Geologije fosilnih goriva.

Strateška studija o vjerojatno značajnom utjecaju na okoliš Okvirnog plana i programa istraživanja i eksploatacije ugljikovodika na Jadranu. Voditelj studije: Mesarić, M. Zagreb. 2015.

Ugovor o koncesiji za eksploataciju ugljikovodika na eksploatacijskom polju „Sjeverni jadran“ - plinska polja Ana, Annamaria, Ida, Ika, Irina, Ivana, Vesna i Ivana K, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, Klasa UP/I-310-01/09-03/62, Ur.broj: 526-14-01-09-3, svibanj, 2009.

Uredba Vlade Republike Hrvatske o novčanoj naknadi za koncesiju za eksploataciju mineralnih sirovina, Narodne novine, br. 40/2011 od 6. travnja 2011. godine

VELIĆ, J. Izvješće o obavljenom pregledu elaborata o rezervama ugljikovodika eksploatacijskog polja Molve. Plinsko polje Molve. 4.7.2005.

Zakon o rudarstvu, Narodne novine, br. 75/09, lipanj 2009.

INTERNETSKI IZVORI

(URL 1) http://www.hgi-cgs.hr/geoloska_karta_Hrvatske_1-300_000.htm (20.10.2016.)

(URL 2) http://www.azu.hr/hr-hr/E-P/Geolo%C5%A1ki-pregled-kopna (20.10.2016.)

(URL 3) www.azu.hr (21.10.2016.)

(URL 4) www.spectrumasa.com (20.10.2016.)

(URL 5) http://www.vecernji.hr/media/images/2015-10/pxl_130315_10209848.jpg (11.12.2016.)

(URL 6) http://rudar.rgn.hr/~bsaft/nids_brunosaftic/gfg_dt_lezista_i_proizvodnja_u_Hrvatskoj_2007.pdf (11.01.2017.)