

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Preddiplomski studij naftnog rudarstva

**Proizvodnja i zalihe ugljikovodika u hrvatskom dijelu Panonskoga
bazenskoga sustava i Sjevernom Jadranu**

Završni rad

Bojan Zečević

N 3366

Zagreb, 2012.

Proizvodnja i zalihe ugljikovodika u hrvatskom dijelu Panonskog bazenskog sustava i Sjevernom Jadranu

Bojan Zečević

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 proizvodnje i zaliha ugljikovodika u hrvatskom dijelu Panonskog bazenskog sustava. Taj sustav je dio pretežito nizinskog područja koje se rasprostire približno između planinskih lanaca Alpi, Karpata i Dinarida. Hrvatska zauzima jugozapadni dio toga prostora koji je približno omeđen rijekama Kupom i Savom na jugu te Murom i Dravom na sjeveru, Medvednicom i Kalnikom na zapadu, a Baranjom i Dunavom na istoku. To područje je bogato zalihama ugljikovodika koji su na temelju publiciranih podataka o proizvodnji i zalihama statistički obrađeni i grafički prikazani u ovom radu. Obrađeni podaci odnose se na razdoblje proizvodnje od 1941. do 2005. godine. Izračunate ukupne pridobive rezerve za HPBS iznose $219 \times 10^6 \text{ m}^3$ ekvivalenta nafte od čega je do 2005. godine pridobivene ukupno $179 \times 10^6 \text{ m}^3$ dok preostale rezerve iznose oko $40 \times 10^6 \text{ m}^3$ ekvivalenta nafte. Za područje Sjevernog Jadrana ukupne pridobive rezerve iznose $23582,41 \times 10^6 \text{ m}^3$ plina od čega je do 2008. godine pridobiveno ukupno $7264 \times 10^6 \text{ m}^3$ dok na preostale rezerve otpada $16318,2 \times 10^6 \text{ m}^3$ plina. U završnom poglavlju prikazan je pristup ulaganjima u nova geološka otkrića obzirom na uporabu ekspanencijalne funkcije u procjeni investicijskog rizika.

Ključne riječi: Panonski bazen, proizvodnja, zalihe ugljikovodika, statistička obrada, ekspanencijalna funkcija, investicijski rizik.

Završni rad sadrži: 20 stranica, 7 slika, 1 tablicu

Jezik izvornika: hrvatski

Završni rad je pohranjen u: knjižnici Rudarsko–geološko–naftnog fakulteta, Sveučilišta u Zagrebu, Pierottijeva 6,10000 Zagreb

Mentor: Dr. sc. Tomislav Malvić, docent RGNF-a i savjetnik u INI

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

2.

3.

Datum obrane: 20. IX. 2012., Rudarsko–geološko–naftni fakultet

Production and hydrocarbon reserves in the Croatian part of the Pannonian Basin System

Bojan Zečević

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 1000 Zagreb

ABSTRACT

The main objective of this study was the analysis of production and hydrocarbon reserves in the Croatian part of the Pannonian Basin System. That is predominantly lowland area that extends approximately between the mountain ranges of the Alps, Carpathians and Dinarides. Croatia occupies the southwestern part of the area which is roughly bounded by the Kupa and Sava Rivers in the south, the Drava and Mura Rivers in the north, Medvednica and Kalnik Mts. on the west and Baranja and the Danube River in the east. This area is rich in hydrocarbon reserves that are reported in the published data on production. inventory The reserves are statistically analyzed and graphically presented in this paper. The processed data relate to the period of production since 1940 to 2005 years. Calculated total recoverable reserves in the CPBS are $219 \times 10^6 \text{ m}^3$ of oil equivalent while the remaining reserves are about $40 \times 10^6 \text{ m}^3$ of oil equivalent. In the Northern Adriatic total recoverable reserves are $23582,41 \times 10^6 \text{ m}^3$ of gas. Up to 2008 a total of $7264 \times 10^6 \text{ m}^3$ of gas was recovered while the remaining reserves are $16318,2 \times 10^6 \text{ m}^3$ of gas. The final chapter presents the approach to investment in new geological findings as to the use of exponential functions to assess investment risk.

Keywords: Pannonian Basin System, production, reserves of hydrocarbons, statistical analysis, exponential functions, investment risk

Thesis contain: 20 pages, 7 figures, 1 table

Original in: Croatian

Thesis deposit in: Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Dr. Tomislav Malvić, Assistant Professor

Reviewers: 1. Dr. Tomislav Malvić, Assistant Professor

2.

3.

Date of defend: 20th September, 2012.

SADRŽAJ

1. UVOD.....	9
2. ZEMLJOPISNI SMJEŠTAJ.....	11
3. POVIJEST ISTRAŽIVANJA.....	13
4. STATISTIČKA OBRADA PUBLICIRANIH PODATAKA O PROIZVODNJI I REZERVAMA U RH.....	15
5. IZRAČUN RIZIKA I ULAGANJA U NOVA OTKRIĆA.....	19
6. DISKUSIJA I ZAKLJUČAK.....	22
7. POPIS LITERATURE.....	23

Popis tablica

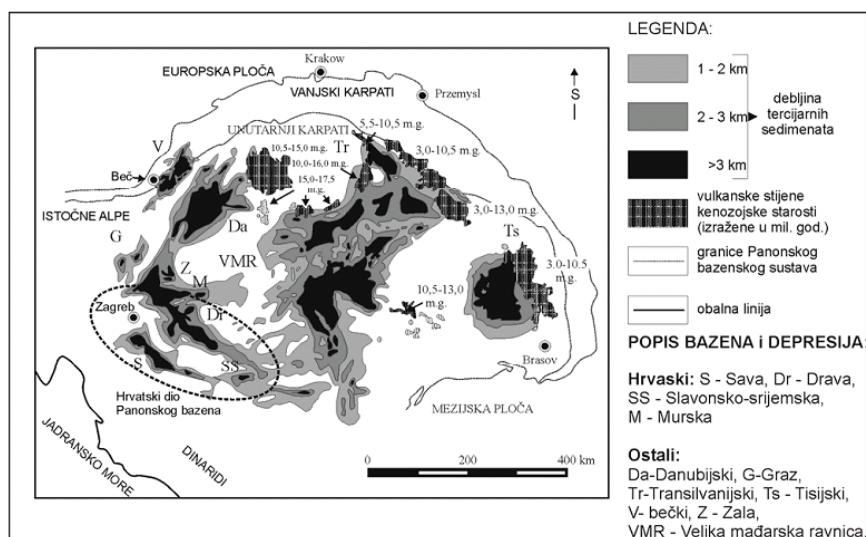
Tablica 5.1. Prikaz proračuna za procjenu isplativosti novog ulaganja.....	20
---	----

POPIS SLIKA

Slika 1.1 Regionalne geološke makrojedinice unutar Panonskog bazenskog sustava.....	9
Slika 2.1. Hrvatska i hrvatske geotektonske regije.....	11
Slika 2.2. Shematska karta hrvatskih plinskih polja u Sjevernom Jadranu.....	12
Slika 3.1. Broj otkrivenih polja ugljikovodika u razdoblju 1940.-2005. godine.....	14
Slika 4.1. Odnos otkrivenih, pridobivih, pridobivenih te preostalih rezervi u HPBS-u.....	16
Slika 4.2. Odnos otkrivenih, pridobivih, pridobivenih te preostalih pridobivih rezervi u Sjevernom Jadranu.....	17
Slika 4.3. Usporedba Hrvatskih rezervi nafte i plina, kumulativne proizvodnje i preostalih rezervi baziranih na podacima iz dva izvora.....	17

1. UVOD

Ovaj rad daje detaljan pregled hrvatskih rezervi nafte, plina i kondenzata na temelju podataka prikupljenih s naftnih i plinskih polja u hrvatskom dijelu Panonskoga bazenskoga sustava (skr. HPBS) te plinskih polja u Jadranskom moru. Republici Hrvatskoj pripadaju dijelovi nekoliko velikih geoloških regionalnih makrojedinica Panonskog bazenskog sustava, Jadranskog podmorja, te izdignutog krškog područja Dinarida koje leži između njih. Svako od navedenih područja ima različite naftno-plinske geološke uvjete i potencijal. Kao osnova za razumijevanje tematike ovoga rada, zasebno su opisane pojedine cjeline unutar hrvatskog dijela Panonskog bazenskog sustava koje na sveobuhvatan način prikazuju nastanak ugljikovodika i njihovu proizvodnju. Geografski položaj PBS-a dan je na **slici 1.1**. Opis je načinjen uporabom litostratigrafskog sustava jedinica za miocenske sedimente u HPBS-u te kvartarno-pliocenske u Sjevernom Jadranu.



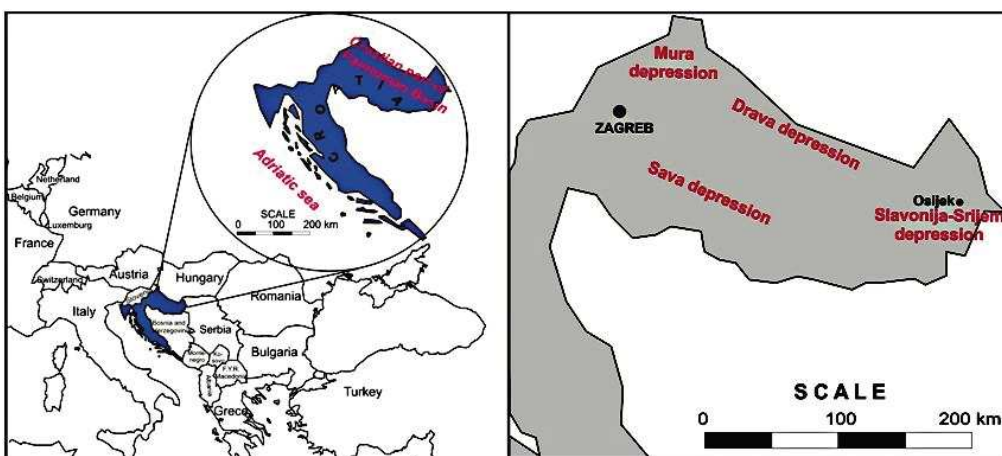
Slika 1.1. Regionalne geološke makrojedinice unutar Panonskog bazenskog sustava (prema ROYDEN, 1988; VELIĆ, 2007; MALVIĆ & VELIĆ, 2010; 2011)

Neogenske i kvartarne stijene i taložine u HPBS-u podijeljene su u 3 megaciklusa (VELIĆ et al. 2002). Njihov postanak i građa te uvjeti taložnih okoliša s općim naftno-plinskim geološkim značajkama za PBS i HPBS su vrlo dobro opisani u nizu radova (npr. RÖGL 1996; ŠIMON 1980; VELIĆ 2007; VELIĆ et al. 2008; VELIĆ et al. 2010). Zorno su prikazane dubina i starost ležišnih stijena, razvrstavanje zamki te najvažnije ležišne stijene. U radovima

(VELIĆ et al. 2008, 2010, 2012) dane su postojeće količine ugljikovodika u Hrvatskoj, dosadašnje proizvedene količine te geološke karakteristike pojedinih naftnih i plinskih polja. Također, prikazani su odnosi između proizvedenih, ukupno pridobivih te geoloških rezervi s obzirom na razdoblja u kojima su otkrivene.

2. ZEMLJOPISNI SMJEŠTAJ

Panonski bazen je dio pretežito nizinskog područja koje se rasprostire između planinskih lanaca Alpi, Karpata i Dinarida. Hrvatska zauzima jugozapadni dio toga prostora koji je približno omeđen rijekama Kupom i Savom na jugu te Murom i Dravom na sjeveru, a Baranjom i Dunavom na istoku. U hrvatskom dijelu Panonskoga bazenskoga sustava postoje četiri velike depresije neogenskog podrijetla. To su Murska, Savska, Dravska te Slavonko-srijemska depresija (**slika 2.1**). Granice između depresija najčešće prolaze duž pojedinih planina i masiva u području Sjeverne Hrvatske ili njihovih podzemnih proširenja (pragova, sedla) koja se mogu prepoznati kao uzdignute strukture ili pokopani brežuljci (engl. buried hills) pokrivenih neogenskim i kvartarnim naslagama.



Slika 2.1. Hrvatska i hrvatske geotektonske regije (Velić et al., 2008)

Neke od gora u HPBS-u su: Samoborsko gorje (879 m), Žumberačka gora (1178 m), Kalnik (643 m), Petrova gora (512 m), Zrinska gora (616 m), Moslavačka gora (489 m), Bilogora (300 m), Ravna gora (816 m), Psunj (984 m), Papuk (1000), Dilj (471 m). Približne koordinate pravokutnika koji prekriva Sjevernu Hrvatsku su 46°31' N i 45°13' N te 14°51' i 18°51'.

Eksplatacijsko polje Sjeverni Jadran se nalazi zapadno i jugozapadno od Istarskog poluotoka u međunarodnim vodama sve do središnje crte razgraničenja s Republikom Italijom. Sastoji se od 8 polja, a to su od sjevera prema jugu: Ivana, Ana, Vesna, Irina, Ida, Ika, Andrea i Annamaria (**slika 2.2**).



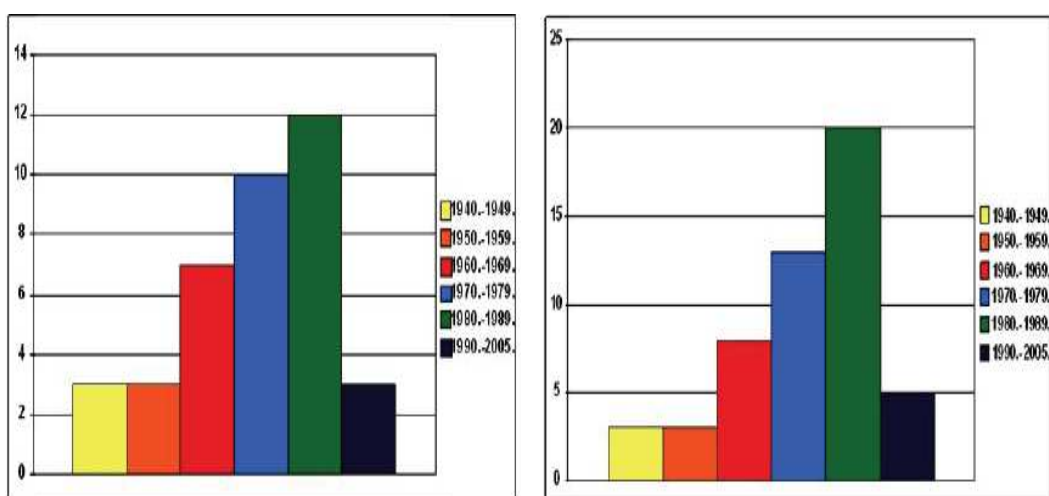
Slika 2.2. Shematska karta hrvatskih plinskih polja u Sjevernom Jadranu (MALVIĆ et al., 2012)

3. POVIJEST ISTRAŽIVANJA

Tijekom 60 godina intenzivnog istraživanja i proizvodnje ugljikovodika u Hrvatskoj (u Panonskom bazenu i Jadranskom podmorju) otkriveno je i privedeno proizvodnji 40 naftnih i 25 plinskih polja (**slika 3.1**) s utvrđenim (geološkim) rezervama od 740 mil. m³ ekvivalentne nafte (VELIĆ et al., 2008). U vremenskom periodu od 1941. do 1990. godine proizvodnja je započela na 38 polja, od toga na 13 polja prije 1959. godine. Vrhunac proizvodnje je dosegnut u vremenskom periodu između 1980. i 1989. godine kada je u proizvodnju pušteno još 12 novih polja. Najduže vrijeme proizvodnje predviđa se za najveća polja (Beničanci, Žutica, Stružec, Đeletovci) i to za naftu 55 godina, kondenzat 46 godine te plin 36 godina (VELIĆ et al., 2008). Nagli pad proizvodnje nakon 1989. g. djelomice je uzrokovan iscrpljenošću starijih polja, srpskom okupacijom polja u istočnoj Slavoniji od 1991. do 1995. godine kao i drastičnim smanjenjem istraživanja, što je dovelo do izostanka pronalaženja novih zaliha. Maksimalna godišnja proizvodnja nafte bila je 3,14 milijuna tona koja se uz stanovite oscilacije održavala u razdobljima od 1979. do 1982. godine i od 1985. do 1988. godine. Nakon toga se bilježi opadanje, pa je tako u godini 1993. pridobiveno 1,886 milijuna tona tekućih ugljikovodika (nafta, kondenzat, tekući naftni plinovi), a 1996. godine s domaćih polja pridobiveno je 1 091 376 tona nafte, 377 675 tona kondenzata i 159 114 tona tekućih naftnih plinova. (ZELIĆ, 1998). Tijekom 1997. godine iz 34 naftonosna polja proizvedeno je 1 116 901 tona nafte, 379 321 tona kondenzata te 103 502 tona tekućih naftnih plinova. Te godine su po prvi puta kod nas ugrađene dubinske sisaljke i to u bušotine ležišta polja Žutica, a sustav se pokazao učinkovitim. Tijekom 2005. godine s hrvatskih naftnih polja proizvedeno je 630 348 tona nafte i 315 614 tona plinskog kondenzata (ne računajući uvjetnu naftu proizvedenu u inozemstvu).

Proizvodnja nafte danas potječe iz 36 polja, i često se godišnje proizvede više od planiranih količina. Posebno se izdvaja polje Stružec, koje je ne samo vodeće polje već i polje s najvećim prebačajem proizvodnje nafte. Naime, umjesto predviđenih 96 000 tona nafte za 2004. godinu ovdje je proizvedeno 10% više od plana tj. 105 925 tona. Danas na tom polju iscrpak prelazi 50% što je svjetski raritet. Još su značajna polja Žutica s 90 543 tona, Šandrovac sa 60 000 tona nafte i Ivanić s oko 51 000 tona. Najviše plina je godišnje proizvedeno u razdoblju od 1987. Do 1990. godine i to više od po 2 milijarde m³ godišnje (VELIĆ et al., 2008). Nakon tog bilježi se stanovito opadanje, ali je još 1993. godini bilo pridobiveno 2,050 mlrd. m³. Tijekom 1996. proizvedeno je oko 1,786 mlrd. m³. U 1997. dosegnuta je količina od 1,717 mlrd. m³, u 1998. 1,57 mlrd. m³, u 1999. godini 1,555 mlrd

m³, u 2000.g. 1,658 mlrd. m³. U količinama proizvedenim 1999. g. po prvi puta se nalazi i plin iz sjevernojadranskog polja Ivana s iznosom od 0,153 mlrd. m³. Vrijedno je spomenuti da je iz ležišta polja Ivana tijekom prvog polugodišta 2000. g. iscrpljeno oko 51 mil. m³ plina. INA je tijekom 2001. godine proizvela 1,77 mlrd. m³ prirodnog plina, približno jednaka proizvodnja ostvarena je u 2002. g., a u 2003. g. 1,848 mlrd. m³ (Zelić, 2004). U proizvodnji plina tijekom 2003. sudjelovalo je 20 polja. Najveću količinu je dalo polje Molve (757 milijuna m³), a slijede Ivana (339 milijuna m³), Kalinovac (304 milijuna m³), Okoli (85 milijuna m³) i Gola (68,5 milijuna m³). U 2005. godini pridobiveno je 1,392 mlrd. m³ plina iz 20 polja u Panonskom bazenu i 445 mil. m³ plina iz jadranskog podmorja – polja Ivana i Marica. Od ukupno proizvedenih količina plina iz Panonskog bazena gotovo 75% potječe iz polja tzv. "Duboke Podravine", tj. polja Molve, Kalinovac, Stari Gradac, Gola Duboka.



Slika 3.1. Broj otkrivenih polja ugljikovodika u razdoblju od 1940.-2005. godine (Velić et al., 2010).

Lijevo su otkrivena nafta, a desno, plinska polja.

Prema podacima iz 1970. g., kada je bio vrhunac proizvodnje nafte, prosječni iscrpak nafte iz ležišta hrvatskih polja postignut primarnim metodama iznosio je za režim otopljenoga plina 16-20%, za režim plinske kape 20-25%, a za vodonaporni režim 30-50% (VELIĆ et al., 2008). Utiskivanje vode se čini kao najizglednija sekundarna metoda za nastavak proizvodnje iz razloga što je za utiskivanje CO₂ potreban poseban prijevoz te se trebaju obaviti dodatne analize utjecaja interakcije fluida. Međutim, ako će se promatrati buduće obveze smanjenja emisije CO₂ te njegovo skladištenje u iscrpljenim ležištima ili uporaba za povećanje iscrpka, takvi projekti vjerojatno će postati dominantni barem na nekim većim poljima (NOVAK,

MALVIĆ & SIMON, 2012). Za proizvodnju nafte koriste se tri mehanizma čiji izbor se temelji na analizi veličine polja te tlakovima u pribušotinskoj zoni. To su plinski lift, klipne sisaljke te prirodni tok fluida.

Istraživanje u hrvatskom dijelu Sjevernog jadrana započelo je 1970. godine snimanjem 2D seizmike te istražnim bušenjem. Do 1995. godine načinjeno je više od 16 000 km 2D seizmičkih profila te izrađeno 80 bušotina. Tijekom ranih 80-ih godina XX. stoljeća otkriveno je nekoliko plinskih polja iz kojih je kasnije ostvarena značajna proizvodnja ugljikovodika. Ležišta plina nalaze se u nekonsolidiranim ili tek slabo konsolidiranim pijescima pleistocenske starosti. Zbog nedostatka infrastrukture u početku proizvodnje te tehnoloških problema zbog kontrole kretanja pijeska u ležištu, razrada sjevernojadranskih polja započela je 1996. godine primjenom vrlo napredne tehnologije proizvodnje iz pijesaka. Ta tehnologija se pokazala vrlo uspješnom kod crpljenja iz nekonsolidiranih ležišta. Primjena kontrole pijesaka potaknula je partnere (INA i ENI) da zajednički ulože (preko tvrtke INAgip) u novi ciklus istraživanja i proizvodnje. Tako je od 1996. g. snimljeno približno 5000 km² 3D seizmike, izbušeno 12 novih istraživačkih bušotina te otkriveno dodatnih 7 plinskih polja i to polja Marica, Katarina, Vesna, Irina IKA-SW i Božica sa značajnim rezervama prirodnog plina (npr. u MALVIĆ et al., 2012). Tvrtke INAgip otkrila je ukupno 105 plinskih ležišta u 9 plinskih polja, načinila preko 40 proizvodnih bušotina, instalirala 19 proizvodnih platformi te dosegla prosječna proizvodnja oko 199 m³/h. Velike količine dokazanih rezervi plina, brojna polja i posebnost ležišta kao i djelomice različiti taložni uvjeti ležišnih litofacijesa u pliocenu i pleistocenu, bili su razlog za podjelu sjevernojadranskog područja u tri velika istraživačka polja nazvana Izabela, Ivana i Marica (**slika 2.2.**; MALVIĆ et al., 2012). Područje Sjevernog Jadrana je jako važno za ukupne proizvedene količine ugljikovodika u RH te se proizvodnja iz tih polja predviđa na minimalno još 20 godina.

4. STATISTIČKA OBRADA PUBLICIRANIH PODATAKA O PROIZVODNJI I REZERVAMA U RH

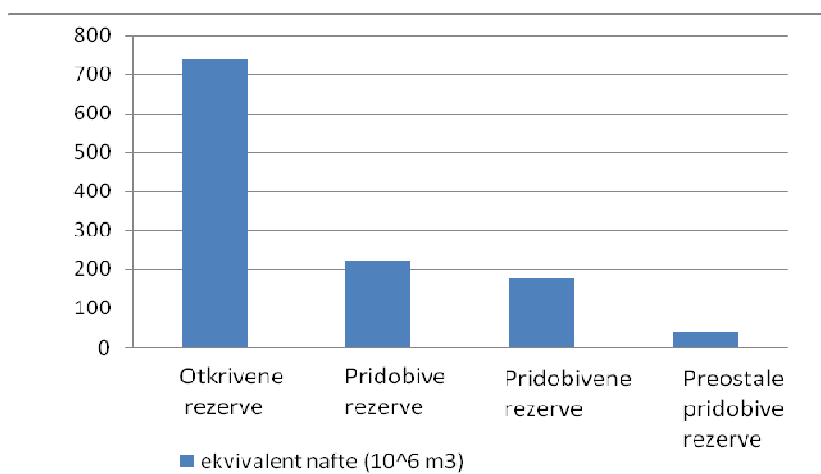
Ukupne rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina su utvrđene geološke (ili ukupne) rezerve u ležištu. Utvrđuju se i razvrstavaju, prema stupnju istraženosti i stupnju poznavanja kakvoće na: utvrđene rezerve kategorije A, B i C₁, te potencijalne rezerve kategorija C₂, D₁ i D₂.

Utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina kategorija A, B i C₁, svrstavaju se u dvije klase, bilančne i izvanbilančne. U bilančne rezerve uvrstavaju se utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina koje se poznatom tehnikom i tehnologijom mogu rentabilno eksploatirati. U izvanbilančne rezerve uvrstavaju se utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina:

1. Koje se poznatom tehnikom i tehnologijom ne mogu eksploatirati,
2. Koje se poznatom tehnikom i tehnologijom ne mogu rentabilno eksploatirati.

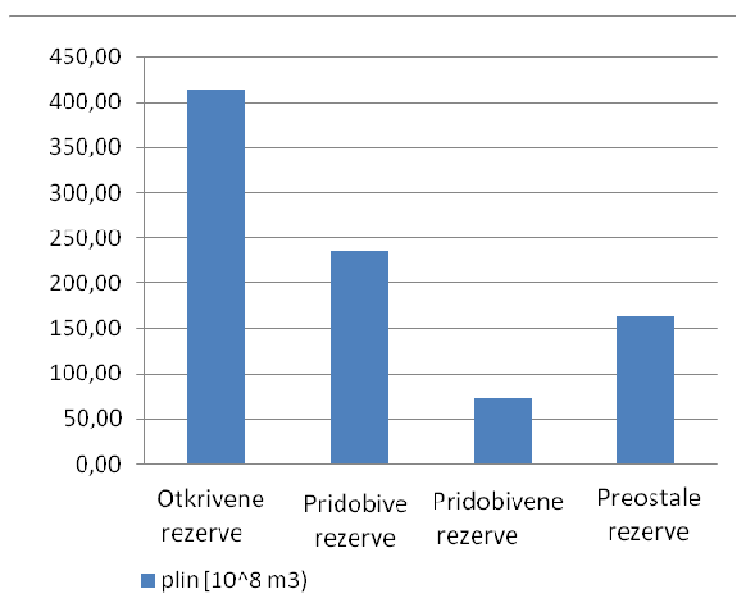
U potencijalne rezerve kategorije C₂ uvrstavaju se rezerve nafte i prirodnog plina čija se prisutnost procjenjuje na temelju detaljnih geološko-geofizičkih podataka. U kategoriju D₁ uvrstavaju se rezerve nafte i prirodnog plina koje se mogu prognozirati na osnovi regionalnih geoloških, geokemijskih i geofizičkih istraživanja. U kategoriju D₂ uvrstavaju se rezerve nafte i prirodnog plina koje se mogu pretpostaviti na temelju osnovnih geoloških, geokemijskih i geofizičkih istraživanja.

Ukupne geološke rezerve u HPBS-u procjenjuju se na 740 mil. m³ ekvivalentne nafte. Od toga na pridobive rezerve otpada 112 x 10⁶ m³ nafte, 9,5 x 10⁶ m³ kondenzata te 93100 x 10⁶ m³ plina. Do 2005. pridobiveno je ukupno 179 x 10⁶ m³ ekvivalenta nafte od toga 104 x 10⁶ m³ nafte, 6,93 x 10⁶ m³ kondenzata te 64920 x 10⁶ m³ plina (VELIĆ et al., 2008). Odnos rezervi dan je na **slici 4.1**.



Slika 4.1. Odnos otkrivenih, pridobivih, pridobivenih te preostalih pridobivih rezervi u HPBS-u

U području Sjevernog Jadrana ukupno je otkriveno $41352,14 \times 10^6 \text{ m}^3$ plina. Od toga na pridobive rezerve otpada $23582,41 \times 10^6 \text{ m}^3$, a do današnjeg dana je pridobiveno $7264 \times 10^6 \text{ m}^3$. Preostale pridobive rezerve iznose $16318,2 \times 10^6 \text{ m}^3$ što je zorno prikazano na **slici 4.2**.



Slika 4.2. Odnos otkrivenih, pridobivih, pridobivenih te preostalih rezervi u Sjevernom Jadranu

Preostale rezerve u HPBS-u računane su od strane nekoliko autora. Jednu takvu analizu prikazali su autori DOBROVA et al. (2003) kao dio analize rezervi u cijelom PBS-u. Te iznose ponovno su proračunali i korigirali autori VELIĆ et al. (2010), dobivši niže vrijednosti.

Dobrova et al., 2003 [2]						Sadašnja analiza					
Pridobive		Kumulativna		Preostale		Pridobive		Kumulativna		Preostale	
Rezerve		proizvodnja		rezerve		Rezerve		proizvodnja		rezerve	
Nafta (10 ⁶ m ³)	Plin (10 ⁹ m ³)	Nafta (10 ⁶ m ³)	Plin (10 ⁹ m ³)	Nafta (10 ⁶ m ³)	Plin (10 ⁹ m ³)	Nafta (10 ⁶ m ³)	Plin (10 ⁹ m ³)	Nafta (10 ⁶ m ³)	Plin (10 ⁹ m ³)	Nafta (10 ⁶ m ³)	Plin (10 ⁹ m ³)
141.18	108.11	109.70	26.16	31.48	81.95	112.06 (10.73)	100.67	104.05 (6.93)	64.91	8.01 (3.80)	35.76
(*rezerve dane u zagradi u desnom stupcu su volumen kondenzata)											

Slika 4.3. Usporedba Hrvatskih rezervi nafte i plina, kumulativne proizvodnje i preostalih rezervi baziranih na podacima izračunatim u radu VELIĆ et al., 2010 i uspoređenim s onima iz DOBROVA et al. (2003).

Na temelju podataka sa **slike 4.3.** vidljivo je razlika u količinama preostalih rezervi ugljikovodika u HPBS-u, tako je nafte do četiri puta manje dok je plina manje za više od dva puta. Preostale pridobivene rezerve u HPBS-u prema proračunu iznose oko $23 \times 10^6 \text{ m}^3$ ekvivalenta nafte (prema VELIĆ et al., 2008). Financijska vrijednost preostalih rezervi obzirom na cijenu barela Brent nafte od 103,49 \$/bbl (25.VII.2012) iznosi $14,97 \times 10^9 \text{ USD-a}$.

5. IZRAČUN RIZIKA ISTRAŽIVANJA I ULAGANJA U NOVA OTKRIĆA

Potencijalno otkriće karakterizira ekonomska vrijednosti kao osnova za donošenje odluke o daljnjem istraživanju, proizvodnji ili napuštanju. Takva odluka ovisi o mnogo parametara i to prije svega o samoj financijskoj mogućnosti tvrtke te njezinoj politici prema investicijama s određenim stupnjem rizika. Ocjena isplativosti istraživanja i bušenja izvodi se na temelju neto sadašnje vrijednosti (engl. net present value) i očekivane vrijednosti (engl. expected value) potencijalnog otkrića. Upotrebom funkcije korisnosti (npr. u MALVIĆ & RUSAN, 2006; MALVIĆ et al., 2007), odnosno funkcije čijim se izračunom definira korisnost otkrića obzirom na uložena sredstva i rizik, kompanija može doći do numeričkog podatka koji iskazuje isplativosti toga ulaganja obzirom na njezine financijske mogućnosti i obveze. Različite naftne kompanije se služe s različitim oblicima takve funkcije dugi niz godina. Na temelju matematičkih jednadžbi koje u obzir uzimaju različite parametre može, se izračunati isplativost ulaganja u pojedine projekte. U ovom poglavlju će biti prikazana uporaba funkcije korisnosti kroz hipotetski slučaj za cijeli HPBS. Za istraživanje je određen godišnji budžet u iznosu od 1490 000 000 USD s ciljem otkrivanja novih pridobivih rezervi od 2,000,000,000 m³ ekv. nafte, koje vrijedi oko 2130 000 000 USD. Geološka vjerojatnost pronalaska (geološki rizik) je postavljen na vrijednost od 28% (MALVIĆ & RUSAN, 2006). Uporabljene su sljedeće jednadžbe :

1) Jednadžba za eksponencijalnu funkciju korisnosti koja glasi:

$$U(x) = r \cdot \left(1 - e^{-\frac{NPV}{r}} \right)$$

Gdje su:

U - jedinice korisnosti u rizično neutralnim dolarima (RN\$),

NPV - neto sadašnja vrijednost, (engl. net present value)

R - koeficijent tolerancije rizika (engl. risk tolerance coefficient)

2) Jednadžba za očekivanu vrijednost (engl. expected value) koja glasi

$$EV = NPV \cdot POS - (COSTS \cdot (1 - POS))$$

Gdje su:

EV - očekivana vrijednost (engl. expected value)

NPV - neto sadašnja vrijednost (engl. net present value)

POS - vjerojatnost uspjeha (engl. probability of success)

COSTS- troškovi bušenja i opreme (engl. drilling and equipping costs)

3) Jednadžba za ekvivalent sigurnosti koja glasi

$$CE = -r \cdot \ln\left(1 - \frac{EU}{r}\right).$$

Gdje su:

CE – ekvivalent sigurnosti u RN\$ (engl. certainty equivalents in RN\$)

EU – očekivana korisnost (engl. expected value)

r – koeficijent tolerancije rizika (engl. risk tolerance coefficient)

Na temelju metode funkcije korisnosti s gore navedenim ulaznim podacima dobiveni su sljedeći rezultati:

Tablica 5.1. *Prikaz proračuna za procjenu isplativosti novog ulaganja (Tablica napravljena prema MALVIĆ & RUSAN, 2006; MALVIĆ et al., 2007)*

Comment [O J1]: Slika se malo slabo vidi i nije citirana u tekstu. Možda bi bilo dobro napraviti novu tablicu, uz navođenje izvora, naravno.

Neto sadašnja vrijednost (engl. expected value)	2130	MM USD		
Troškovi (engl. Risk money(costs))	5	MM USD		
Vjerojatnost uspjeha (engl. Probability of success)	28%			
Očekivana vrijednost (rizično neuralno) (engl. Expected value)	602,9746	MM USD		
Istraživački budžet (engl. Exploration budget)	1490	MM USD		
Koeficijent tolerancije rizika (engl. Risk tolerance coefficient)	298			
Eksponecijalna funkcija korisnosti (engl.exponential utility function)	U(x) = r(1-e-x/r)		297,77	
			4,96	Troškovi smanjeni za odabrani oblik funkcije

Očekivana korisnost(engl. Expected utility)	81,25			
Ekvivalent sigurnosti (engl. Certainty equivalent)	$CE(EU)=-r*\ln e(1-EU/r)$		94,86391	

Prema **tablici 5.1.** interpretirano je kako zamišljena tvrtka je spremna investirati 602 970 000 RN\$ u istraživanje potencijalnih otkrića od ukupno 2 000 000 000 m³ pridobivih rezervi nafte u HPBS tijekom desetogodišnjega razdoblja. Taj iznos uložio bi se tijekom prvoga investicijskog ciklusa, uz očekivanje postotno odgovarajuće otkrivenih rezervi obzirom na ukupno predviđene.

Druga mogućnost je da tvrtka ne preuzima takav rizik i veliki istraživački plan, već svojim investicijama u tom prostoru ne prelazi ukupna ulaganja od 81 250 000 rizično neutralnih dolara (RN\$).

6. DISKUSIJA I ZAKLJUČAK

U promatranom razdoblju od 1941. do 2005. godine proizvodnja ugljikovodika u HPBS-u i Sjevernom Jadranu je varirala zbog političke i ekonomske situacije koje su direktno i indirektno utjecale na djelatnost naftne industrije. To se najviše osjetilo u vrijeme devedesetih godina kada je proizvodnja nafte i plina u Slavonsko-srijemskoj depresiji drastično smanjena zbog okupacije, a u ostalima je opadala zbog izostanka novih otkrića. Proizvodnja ugljikovodika od tada više nikada nije dosegla proizvodnju iz najproduktivnijeg razdoblja koje je trajalo od 1980. do 1989. godine.

Kroz statističku obradu publiciranih radova o proizvodnji i rezervama u RH vidljivo je da je većina pridobivih rezervi u HPBS-u iscrpljena i da će budućnost proizvodnje ugljikovodika u Hrvatskoj ovisiti o istraživanju i pronalasku novih rentabilnih polja. Takvo stanje preostalih rezervi navedeno je u svim izvorima koji su navodili preostale količine. Preostale pridobive rezerve u Sjevernom Jadranu još uvijek iznose preko polovice ukupno pridobivih. Znači, povećanje rezervi može biti rezultat:

- a) Otkrića novih polja, no uz ogradu da će većina njih biti manja po volumenima s do milijun kubičnih metara ekvivalenta nafte u zasićenom pornom prostoru.
- b) Otkrića satelitskih ležišta na većim poljima poput Stružeca, Ivanić grada, Beničanaca, Molvi i sličnih. Takva ležišta mogu imati vlastite vrijednosti kontakta vode i ugljikovodika te zasićenja, ali geološki pripadaju istoj strukturi kao i glavno polje.
- c) Dobivanje novih količina iz postojećih, gotovo iscrpljenih ležišta, primjenom dobro projektiranih sekundarnih (utiskivanje vode) i/ili tercijarnih metoda povećanja iscrpka (CO₂)

Na primjeru HPBS-a prikazan je način na koji se ocjenjuje investicijski rizik na temelju matematičkih funkcija te na osnovu čega se odlučuje o nastavku istraživačkih djelatnosti te u konačnici i same proizvodnje. Prikazan je model temeljen na eksponencijalnoj funkciji korisnosti kod kojeg su bitni parametri za izračun rizika neto sadašnja vrijednost otkrića, očekivana vrijednost, vjerojatnost uspjeha te koeficijent tolerancije rizika. Zamišljena kompanija je spremna uložiti 602,97 milijuna USD-a kojima se započinje 10 godišnji ciklus istraživanja vrijedan ukupno 1,5 mlrd. USD-a s očekivanom dobiti u vrijednosti rezervi od 2,13 mlrd. USD-a. Vjerojatnost otkrića polja s rezervama od 2 000 000 000 m³ nafte je 28%. Druga mogućnost je da kompanija na temelju proračuna odluči da je investiranje iznosa većega od 81 250 000 USD-a previše rizično i odustane od istoga.

Deleted:

7. POPIS LITERATURE

1. KOVAČEVIĆ, I. 2010. Naftnogeološka analiza pridobivanja prirodnog plina iz ležišta u Hrvatskoj. Diplomski rad, Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet.
2. MALVIĆ, T., RUSAN, I. 2006. The form for calculation of investment risk using Exponential Utility Function, URL: <http://www.geologija.hr/geomat.php> (29.07.2012.).
3. MALVIĆ, T., RUSAN, I., CURI, M. 2007. Uporaba eksponencijalne funkcije u procijeni investicijskog rizika ulaganja u potencijalno otkriće ugljikovodika. Naftaplin-izvanredni broj (1334-840X), 4 ,(knjiga 27).
4. MALVIĆ, T., VELIĆ, J. 2008. Geologija ležišta fluida. Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, Zagreb, Croatia.
5. MALVIĆ, T., VELIĆ, J. 2010. Relations between effective thickness, gas production and porosity in heterogeneous reservoirs: an example from the Molve Field, Croatian Pannonian Basin, Petroleum Geoscience, Vol. 16, str. 45-51.
6. MALVIĆ, T., VELIĆ, J., CVETKOVIĆ, M. 2011. Kvantifikacija varijabli proizvodnje u pješčenjačkim ležištima u odnosu na druge tipove ležišta u Hrvatskoj. 1.Međunarodna konferencija i izložba o naftno-plinskom gospodarstvu u središnjoj i istočnoj Europi, Naftaplin zbornik, str. 19-25, Zagreb, Croatia.
7. 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.
8. NOVAK, K., MALVIĆ, T., SIMON, K. 2012. Increased hydrocarbon recovery and CO₂ managment, a Croatian example, Environmental Earth Sciences, DOI: 10.1007/s12665-012-1819-4Online First™ .
9. ROYDEN, L.H. 1988. Late Cenozoic Tectonics of the Pannonian Basin System. In: ROYDEN, L.H. & HORVÁTH, F. (eds): AAPG Memoir., 45, Chap. 3 - The Pannonian Basin, str. 27-48.
10. RÖGL, F. 1996. Stratigraphic Correlation of the Paratethys Oligocene and Miocene.- Mitteilungen Ges. Geol. Bergbaustudenten Österreich, 41, str. 65-73.
11. VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., WEISSER, M., CURI, V. 2008. Observations useful for increase of hydrocarbon fields exploitation period within a

- Croatian part of the Pannonian Basin, International Scientific Conference SGEM, *Geophysical Research Abstracts*, 10, str. 567-574.
12. VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., VRBANAC, B. 2010. Characteristics of Hydrocarbon Fields in Croatian Part of the Pannonian Basin, *OIL GAS European Magazine* 3, 36, str.146-147.
 13. VELIĆ, J., MALVIĆ, T., CVETKOVIĆ, M., VRBANAC, B. 2012. Reservoir geology, hydrocarbon reserves and production in the Croatian part of the Pannonian System. *Geologia Croatica*, 65/1, str. 91-101.
 14. ŠIMON, J. 1980. Prilog stratigrafiji u taložnom sustavu pješčanih rezervoara Save-grupe naslaga mlađeg tercijara u Panonskom bazenu sjeverne Hrvatske. – Unpubl. PhD Thesis, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb, Zagreb, 66 p.