

Bazensko modeliranje šireg područja polja Crnac u istočnom dijelu Dravske depresije

Klarić, Andrea

Master's thesis / Diplomski rad

2021

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:169:602201>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-15**



Repository / Repozitorij:

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij Geologija mineralnih sirovina i geofizička istraživanja

**BAZENSKO MODELIRANJE ŠIREG PODRUČJA POLJA CRNAC U ISTOČNOM
DIJELU DRAVSKE DEPRESIJE**

Diplomski rad

Andrea Klarić

G 362

Zagreb, 2021.

BAZENSKO MODELIRANJE ŠIREG PODRUČJA POLJA CRNAC U ISTOČNOM DIJELU DRAVSKE DEPRESIJE

ANDREA KLARIĆ

Diplomski rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Sažetak

Istočni dio Dravske depresije, kao i istraživano šire područje polja Crnac, točnije sinklinale zapadno od polja Crnac, je već poznato po akumulacijama ugljikovodika, stoga je i naftno – geološki dobro istraženo. Kako bi se detaljnije istražilo, napravljen je geološki model te potom načinjena bazenska analiza na temelju koje je napravljena procjena generiranih ugljikovodika. Uz već postojeću literaturu i dobivene ulazne seizmičke i bušotinske podatke, napravljen je jednostavni 3D model u softveru Petrel 2020. Nakon definiranja graničnih uvjeta okoliša taloženja i toplinskog toka načinjeni su 1D i 3D modeli u softveru Petromod 2020.1, gdje je pokrenuta i dinamička simulacija. Rezultati dinamičkog modeliranja ukazuju nam na povoljnu dubinu matičnih stijena te ulazak u naftni prozor. Akumulacije ugljikovodika predviđene su u brečokonglomeratima Vukovarske formacije u manjim akumulacijama, no većina ugljikovodika je migrirala lateralno što se podudara s postojećim akumulacijama u okolini. Ovo modeliranje i dobiveni rezultati mogu poslužiti za daljnja istraživanja uvjeta generiranja i nakupljanja ugljikovodika u širem području.

Ključne riječi: Dravska depresija, bazensko modeliranje, matične stijene, termalna zrelost

Diplomski rad sadrži: 35 stranica, 20 slika, 4 tablice, 21 literaturnih navoda
Jezik izvornika: hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko–geološko–naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: doc. dr. sc. Marko Cvetković
Ocjenjivači: doc. dr. sc. Marko Cvetković
doc. dr. sc. Iva Kolenković Močilac
izv. prof. dr. sc. Bruno Saftić

Datum obrane: 9. srpnja 2021.
Rudarsko–geološko–naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

**BASIN MODELLING OF WIDER AREA OF CRNAC BASIN IN EASTERN PART
OF DRAVA DEPRESSION**

ANDREA KLARIĆ

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Geology and Geological Engineering
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Abstract

The eastern part of the Drava Depression, as well as wider area of the Crnac field, more precisely the synclines west of the Crnac field, is already proven hydrocarbon bearing area; therefore, it has been well explored. In order to make more detail research, a geological model was made as well as a basin analysis, based on which an estimate of the generated hydrocarbons was made. In addition to the existing literature and obtained seismic and well data, a simple 3D model in Petrel 2020 software was created. After defining the boundary conditions of the deposition and heat flow environment, 1D and 3D models were made in Petromod 2020.1 software, where a dynamic simulation was started. The results of dynamic modelling indicate a favourable depth of the source rocks and the entry into the oil window. Accumulations of liquid hydrocarbons are predicted in the breccia conglomerates of the Vukovar Formation in smaller accumulations, but most hydrocarbons migrated laterally, which coincides with the existing accumulations nearby. This modelling and the obtained results can be used for further research of hydrocarbon generation and accumulation in broader area.

Key words: Drava depression, basin modelling, source rocks, thermal maturity

Thesis contains: 35 pages, 20 pictures, 4 tables and 21 references.

Original language: Croatian

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

Supervisor: PhD Marko Cvetković, Assistant Professor
Reviewers: PhD Marko Cvetković, Assistant Professor
PhD Iva Kolenković Močilac, Assistant Professor
PhD Bruno Saftić, Associate Professor

Date of defence: July 9th 2021

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

Zahvaljujem se svome mentoru doc. dr. sc. Marku Cvetkoviću na izdvojenom vremenu, strpljenju, pomoći te brojim stručnim savjetima koji su mi bili potrebni za izradu ovog rada.

Također se zahvaljujem i članovima komisije, doc. dr. sc. Ivi Kolenković Močilac i prof. dr. sc. Bruni Saftiću na stručnim komentarima i prijedlozima koji su ovaj rad učinili kvalitetnijim.

Zahvaljujem se Agenciji za ugljikovodike na ustupljenim podacima o građi podzemlja za izradu ovog rada.

Furthermore, I would like to thank to Schlumberger for providing academic licenses for Petrel and Petromod software, without which the subsurface analysis in the Thesis could not have been made.

Hvala mome dečku Aljoši koji me uspio istrpjeti tijekom svih ispitnih rokova.

Na kraju se najviše želim zahvaliti svojoj obitelji, roditeljima i braći. Hvala vam za bezuvjetnu podršku, razumijevanje i motivaciju tijekom cijelog školovanja. Bez vas ništa ne bi bilo moguće i ostvarivo.

Sadržaj

1. Uvod	1
2. Geografski opis istraživanog područja	2
3. Tektonski i stratigrafski razvoj Dravske depresije	5
3.1. Stijene u podini neogenskih naslaga u Dravskoj depresiji	5
3.2. Neogenski i kvartarni sedimentacijski megaciklusi	5
3.2.1. Prvi neogenski megaciklus	7
3.2.2. Drugi neogenski megaciklus	7
3.2.3. Treći neogenski megaciklus	8
3.3. Litostratigrafski slijed neogensko-kvartarne ispune istraživanog područja	8
3.3.1. Neogenske formacije u Istočnom dijelu Dravske depresije	9
3.3.2. Ugljikovodični potencijal istraživanog područja	12
4. Metode istraživanja	13
4.1. Izrada 3D modela u softveru Petrel 2020	13
4.2.1. Definiranje litološkog sastava i elemenata naftnogeološkog sustava	16
4.2.2. Paleogeometrija i granični uvjeti	18
4.2.3. Jednodimenzionalna i trodimenzionalna simulacija modela	20
5. Rezultati istraživanja	22
5.1. Strukturne karte po horizontima EK-markera	22
5.2. Jednodimenzionalni model bazena	25
5.3. Trodimenzionalni model bazena	27
6. Zaključak	33
7. Literatura	35

Popis slika:

Slika 1 Područje Dravske depresije s lokacijom istražnog područja (https://www.google.com/maps)	2
Slika 2 Područje koje zauzima Dravska depresija u sklopu Hrvatskog dijela panonskog bazenskog sustava (Malvić & Cvetković, 2013).....	3
Slika 3 Smještaj naftnih i plinskih ležišta u hrvatskom dijelu Panonskog bazenskog sustava (Velić, 2007).....	4
Slika 4 Stratigrafske jedinice Dravske depresije s opisom taložnih okoliša i tektonskih događaja (Saftić <i>et al.</i> , 2003).....	6
Slika 5 Stratigrafski odnosi u Dravskoj depresiji (Malvić & Cvetković, 2013)	9
Slika 6 Trodimenzionalni prikaz seizmičkih profila i raspored bušotina u prostoru, s interpretiranim horizontima.....	15
Slika 7 Prikaz jednostavnog 3D modela podijeljenog na litostratigrafske formacije, izrađen u Petrelu 2020.....	16
Slika 8 Tablični prikaz podjele podzemne građe područja s pridodanim litološkim sastavom i elementima naftnogeološkog sustava	18
Slika 9 Automatski generirane vrijednosti SWIT prema Wygrala (1989).....	20
Slika 10 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru „Pt/Tg“, dobivena u softveru Petrel 2020.....	22
Slika 11 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru „H“, dobivena u softveru Petrel 2020.	23
Slika 12 Strukturne karte po elektrokarotažnim markerima „A“ i „B“ dobivene u softveru Petrel 2020.....	24
Slika 13 Položaj bušotina na području istraživanja, bušotine su predstavljene simbolom +, prikaz je izrađen u softveru Petromod 2020.1	25
Slika 14 Prilagođeni 1D model vitritne refleksije i temperature s prikazom termalne zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990) iz bušotine B	26
Slika 15 Razvoj termalne zrelosti u bušotini B prema jednodimenzionalnom prikazu	27
Slika 16 Trodimenzionalni ležišni modeli s podjelom stijena ovisno o termalnoj zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990)	28
Slika 17 3D prikaz postotka generiranih ugljikovodika iz ukupnog volumena ugljikovodika u formaciji matičnih stijena Vukovarske formacije	29

Slika 18 Prikaz ležišta u brečokonglomeratima Vukovarske formacije i profila postavljenih na najveće ležište	30
Slika 19 Dvodimenzionalni prikaz profila s najvećim plinskim ležištem u modelu i vektorima migracije	31
Slika 20 Prikaz vektora migracije ugljikovodika i položaj okolnih naftnih i plinskih polja....	32

Popis tablica:

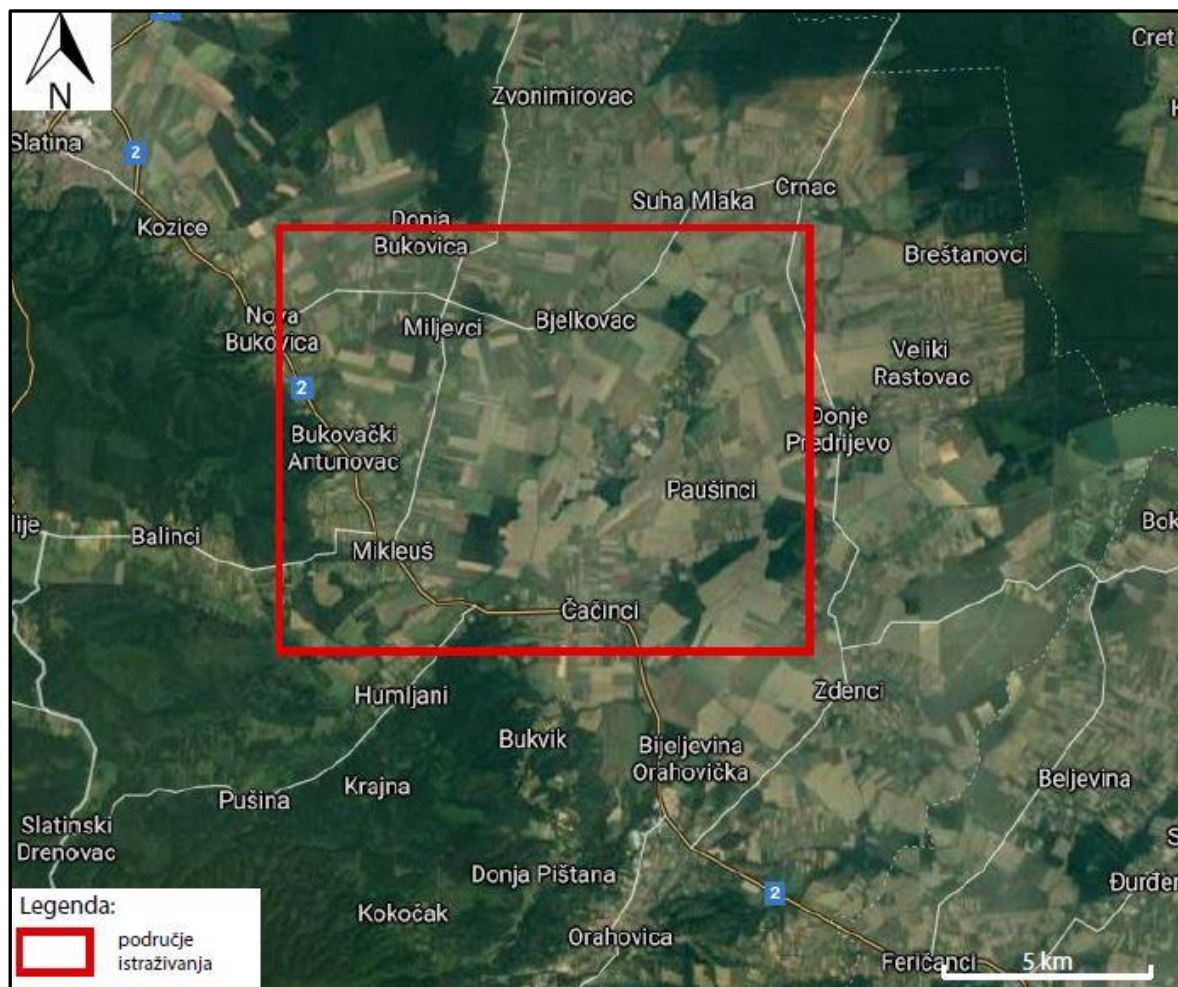
Tablica 1 Relativne dubine EK markera mjereno od ušća bušotine i konačna dubina bušotina korištenih u interpretaciji	14
Tablica 2 Vrijednosti dubine vode tijekom geološke prošlosti (Pavelić & Kovačić, 2018)	19
Tablica 3 Vrijednosti toplinskog toka (mW/m^2) za svaku bušotinu za određeno vrijeme u geološkoj prošlosti.....	20
Tablica 4 Prikaz procjene generiranja ugljikovodika u simuliranom modelu. Prikazani volumeni su oni pri površinskim uvjetima tlaka i temperature	30

1. Uvod

Cilj ovog diplomskog rada je procjena generativne sposobnosti matičnih stijena na istraživanom području. U tu svrhu je napravljeno jednodimenzionalno i trodimenzionalno modeliranje ležišta. Ulazni podatci temeljili su se na seizmičkim profilima i bušotinskim podacima s kojima raspolaže Agencija za ugljikovodike, a koji su ustupljeni za izradu ovog rada i istraživanja na HRZZ projektu GEODEP (UIP-2019-04-3846). Jednostavni geološki model područja na temelju interpretacije seizmičkih i bušotinskih podataka napravljen je u softveru Petrel 2020. Model uključuje granice glavnih litostratigrafskih jedinica. Takav model bio je ulazni parametar za detaljnije simuliranje modela u softveru Petromod 2020.1. Jednodimenzionalni model napravljen je za četiri bušotine pomoću čega su kalibrirani granični uvjeti okoliša taloženja i toplinskog toka te je procijenjena termalna zrelost sedimenata. On je temeljen na podacima o mjerenim vitrinitnim refleksijama i temperaturi iz DST mjerenja (*eng. Drill Stem Test*). Simuliranjem trodimenzionalnog modela dobiveni su podatci o potencijalnim ležištima te količina generiranih uljikovodika na istraživanom području.

2. Geografski opis istraživanog područja

Područje zapadno od polja Crnac kao predmet istraživanja nalazi se istočno od grada Slatine i sjeverno od grada Orahovice te administrativno pripada Virovitičko – podravskoj županiji (Slika 1). Južno od istraživanog područja nalazi se Park prirode Papuk, unatoč tome područje istraživanja se nalazi na terenu relativno niskog reljefa, čija nadmorska visina doseže 200 mnv.

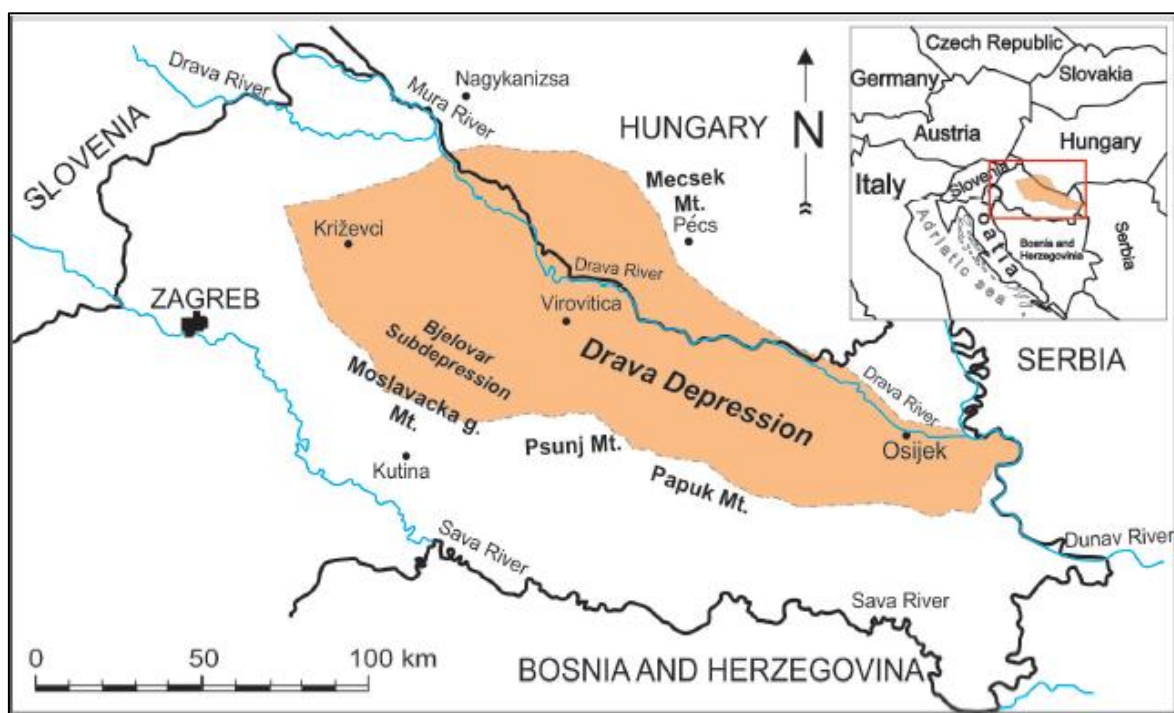


Slika 1 Područje Dravske depresije s lokacijom istražnog područja (<https://www.google.com/maps>)

Polje Crnac smješteno je u istočnome dijelu Dravske depresije koja predstavlja mali dio složenog Panonskog bazenskog sustava (PBS). PBS je najveći neogensko – kvartarni bazen u alpsko – karpatskom – dinaridskom orogenom sustavu. Debljina ispune neogensko – kvartarnih naslaga u bazenu doseže i više od 7 km (Malvić & Cvetković, 2013). Hrvatski dio PBS se prostire na jugozapadnom dijelu bazena te čini samo mali dio složenog tektonsko – stratigrafskog sustava. Čine ga četiri depresije Dravska (zapadni i istočni dio), Murska,

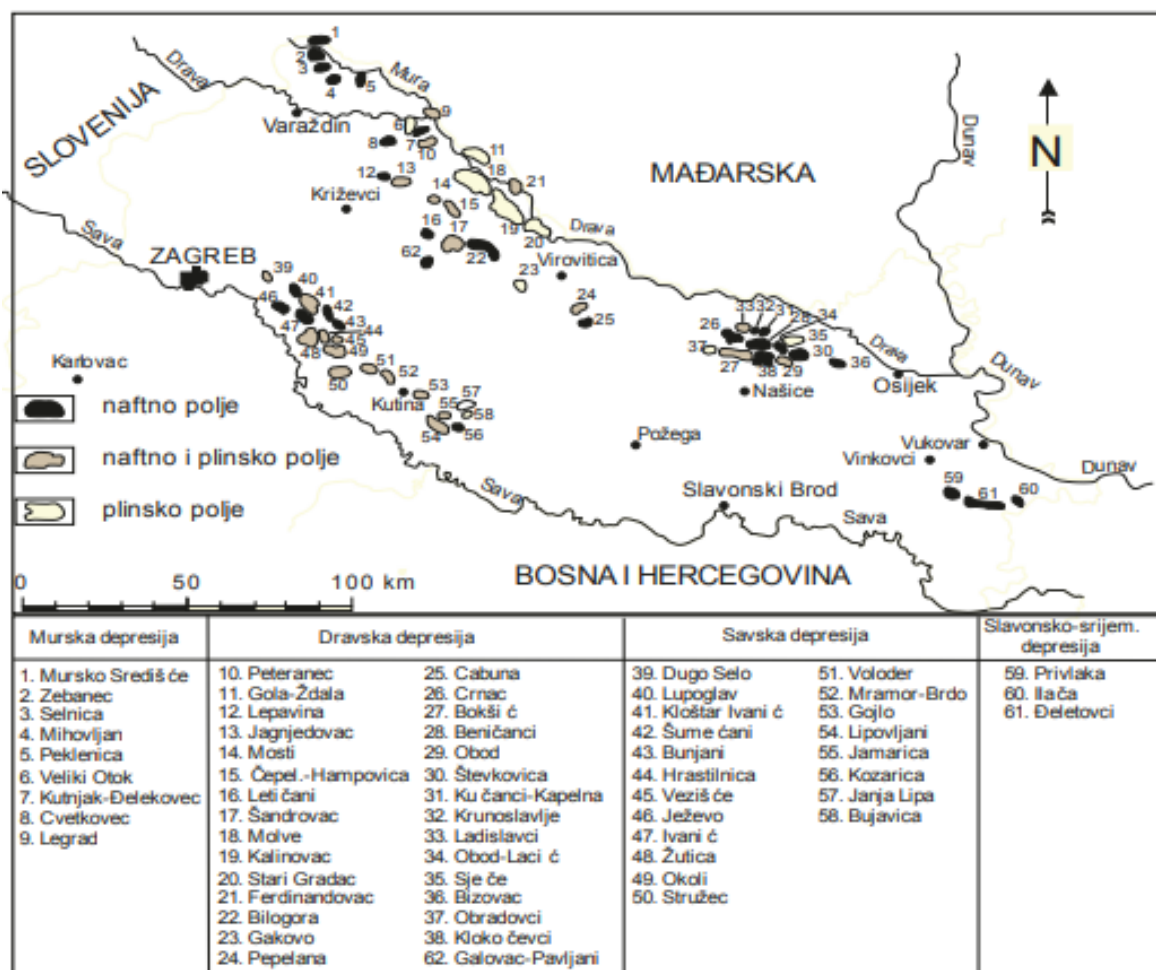
Slavonsko – srijemska i Savska depresija. One su razlučene prema karakterističnim reljefnim obilježjima koja su najčešće brdski masivi, generalno izgrađeni od metamorfnih i magmatskih stijena (Saftić *et al.*, 2003).

Dravska depresija zauzima najveću površinu u usporedbi s ostalim depresijama na predjelu hrvatskog dijela panonskog bazenskog sustava. Omeđena je na istoku granicom sa Srbijom, a na sjeveru granicom s Mađarskom. Od Murske depresije na zapadu podijeljena je gorom Kalnik, a od Savske depresije i Slavonsko – srijemske depresije dijeli ju niz ulančanih gorja, sa zapada prema istoku redom Medvednica, Moslavačka gora, Papuk, Psunj i Krndija (Slika 2).



Slika 2 Područje koje zauzima Dravska depresija u sklopu Hrvatskog dijela panonskog bazenskog sustava (Malvić & Cvetković, 2013)

Dravska depresija je podijeljena na istočni i zapadni dio, a značajna je po najvećoj debljina neogenskih i kvartarnih naslaga u hrvatskom dijelu PBS. Najveća plinska polja na području Dravske depresije su Molve, Kalinovac i Stari Gradac te se od njih dobiva oko 56% plina u Republici Hrvatskoj. Najveće naftno polje Beničanci nalazi u središnjem dijelu Dravske depresije, a osim Beničanaca tu je i niz manjih naftnih polja poput Šandrovac, Bokšić, Kučanci, Ladislavci, Klokočevci, Obod i drugih (Slika 3).



Slika 3 Smještaj naftnih i plinskih ležišta u hrvatskom dijelu Panonskog bazenskog sustava (Velić, 2007)

3. Tektonski i stratigrafski razvoj Dravske depresije

Dravska depresija se na području Republike Hrvatske prostire na oko 9 000 m². Njenu ispunu čine stijene i naslage taložene tijekom razdoblja neogena i kvartara. To su pretežno sedimentne naslage, najčešće jezerski i marinski sedimenti. Mjestimično se pojavljuju riječni i kopneni sedimenti, kao i vulkanske stijene.

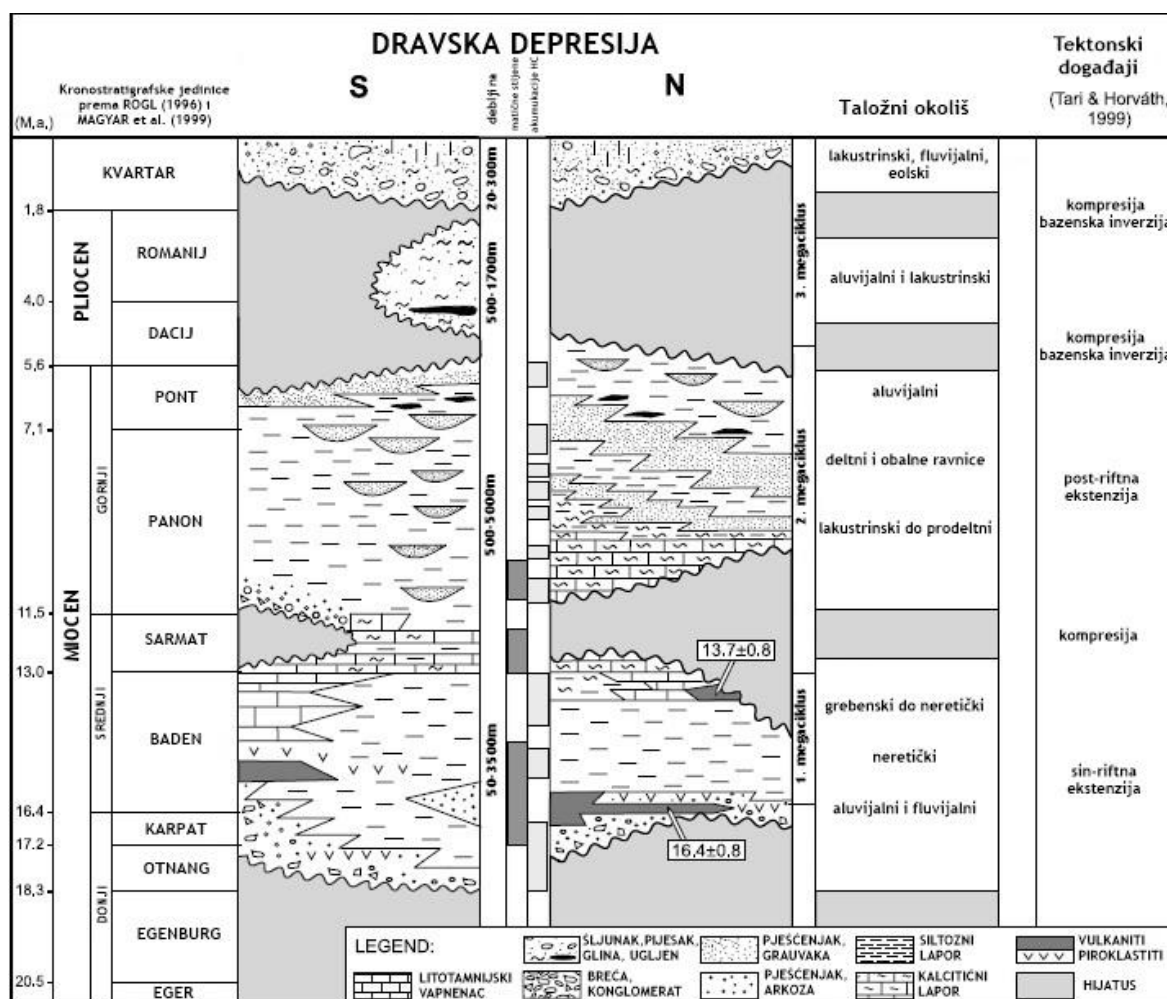
3.1. Stijene u podini neogenskih naslaga u Dravskoj depresiji

Stijene koje se nalaze u podini neogenskih naslaga u Dravskoj depresiji jesu dio hrvatske litostratigrafske nomenklature, međutim nisu značajno razrađene, jer su s naftnogeološkog gledišta uvjetno zanimljive samo kao potencijalne kolektorske stijene u svom vršnom dijelu. Stijene u podini neogena imaju značajno različit litološki sastav od mlađih, neogenskih i kvartarnih sedimenata. Takve stijene su najčešće paleozojski i mezozojski magmatiti, metamorfiti ili stariji sedimenti. Najstarije stijene na istraživanom području u literaturi najčešće nalazimo pod pojmom „Temeljno gorje – Tg“. Temeljno gorje u užem smislu čine magmatske stijene, najčešće graniti i gabri, te kataklazirane i hidrotermalno izmijenjene metamorfne stijene paleozojske starosti, najčešće zeleni škriljavci i amfiboliti (Malvić & Cvetković, 2013). Između magmatskih i metamorfnih stijena te neogensko – kvartarne ispune moguća je pojava mezozojskih i paleozojskih sedimentnih stijena, klastita i karbonata. U tom slučaju sedimentni interval nazivamo „Podloga tercijara – Pt“ (Šimon, 1980). U hrvatskom dijelu Panonskog bazena, „Podloga tercijara“ se pojavljuje većinom u formi vapnenaca i dolomita, koji su često kataklazirani ili istrošeni pod utjecajem atmosferilija. Ukoliko su takve stijene dovoljno istrošene, mogu razviti značajnu poroznost te se u njima mogu nalaziti ležišta ugljikovodika. Upravo je nepravilan paleoreljef paleozojskih i mezozojskih stijena uzrok neravnomjernih debljina neogenskih i kvartarnih sedimenata. Uzdignuta područja paleozojskih i mezozojskih stijena tijekom neogena i kvartara predstavljaju značajan izvor detritusa. Paleozojske stijene daju pretežito siliciklastični detritus, a mezozojske stijene karbonatni detritus (Malvić, 2006).

3.2. Neogeni i kvartarni sedimentacijski megaciklusi

Neogenska i kvartarna bazenska ispuna hrvatskog dijela Panonskog bazena je diskordantna na podinu te u prosjeku doseže debljine od 1500 m. U najdubljim dijelovima bazena, bazenska ispuna doseže do 7000 m na području Dravske depresije (Malvić & Cvetković, 2013). Promjena debljine uglavnom prati os pružanja depresije, te tako debljina

naslaga relativno opada od SZ prema JI. Na područjima gdje neogensko – kvartarne naslage postižu veće debljine prevladavaju sitnozrnasti sedimenti (Prelogović & Velić, 1992). Taloženje u neogenu i kvartaru karakterizira ciklični karakter te su tako prepoznata tri značajnija ciklusa taloženja, naknadno nazvana megaciklusima (Slika 4). Značajno je da su ta tri megaciklusa odijeljena važnim diskordancama. Također, svaki megaciklus karakterizira pojavnost transgresivnih naslaga u donjem dijelu megaciklusa te regresivnih naslaga u gornjem dijelu intervala megaciklusa (Saftić *et al.*, 2003). Cikličnost sedimentacijskih procesa potaknuta je regionalnim tektonskim promjenama, kompresijama i ekstenzijama područja, što se odražava u promjeni razine vode, subsidenciji, promjeni taložnih okoliša i drugim. Svaka promjena tektonske aktivnosti se može pratiti prema varijabilnosti naslaga koje su taložene u određenom vremenu tijekom geološke prošlosti (Malvić & Cvetković, 2013).



Slika 4 Stratigrafske jedinice Dravske depresije s opisom taložnih okoliša i tektonskih događaja (Saftić *et al.*, 2003)

3.2.1. Prvi neogenski megaciklus

Prvi megaciklus započinje već u otnangu prije 20,5 Ma, kada prve sedimentne naslage prekrivaju magmatske ili metamorfne stijene u podini. Megacikluse dijelimo prema diskordancijama. Diskordancija podloge neogena dijeli starije stijene u podlozi neogena, od mlađih, donjomiocenskih stijena. Na seizmičkim profilima lako je primijetiti „onlap“ sekvencije. Bitna značajka prvog megaciklusa je početak ekstenzijske faze, što utječe na veliku raznolikost taložnih okoliša i litoloških značajki sedimenata (Slika 4). Ekstenzijska tektonika rezultirala je pojavom normalnih rasjeda koji tvore strukture polugraba. Taložni okoliš se izmjenjivao od terestičnog kroz donji miocen te marinskog kroz srednji miocen (Lučić *et al.*, 2001, Ćorić *et al.*, 2009). Najdublja korita, gdje su taložene najdeblje naslage, utvrđena su u zapadnom dijelu Dravske depresije. Podizanje razine mora tijekom badena dovelo je do toga da većina sedimenata prvog megaciklusa pripada badenskoj starosti. Uz obalu su se taložili većinom vapnenci, u plićinama i niz padinu konglomerati i pješčenjaci, dok su prema centru depresije većinom taloženi lapori. Odlično očuvana horizontalna laminacija lapora odražava suboksični i anoksični okoliš taloženja. Dominantno taloženi lapori i karbonati ukazuju na smanjenu tektonsku aktivnost (Pavelić, 2005). S obzirom da u sarmatu dolazi do prekida veze Panonskog bazena s Parathetysom, bazen zahvaća regionalna emerzija zbog čega se sarmatski sedimenti rijetko nalaze deblji od 50 m. Nakon tog događaja dolazi do formiranja litološki različitih sedimenata, od kojih su najznačajniji tankoslojeviti laporoviti vapnenci i pješčenjaci. Nakon badenske ekstenzije i subsidencije, krajem sarmata dolazi do promjene tektonskih aktivnosti u kompresiju i izdizanje (Saftić *et al.*, 2003).

3.2.2. Drugi neogenski megaciklus

Slijedeća značajna diskordancija se pojavljuje u podini panona i označava početak drugog megaciklusa, prije otprilike 11,5 Ma. Tijekom sarmata dolazi do promjene tektonskih naprezanja te sin – riftna ekstenzijska tektonika prelazi u kompresijsku tektoniku. Kraći periodi kompresijskih događaja u sarmatu dovode do inverzije bazena, kao i do izdizanja naslaga te erozije sedimenata na površini. Rezultat tih događaja je diskordancija u podlozi panona koja je uočljiva na seizmičkim profilima kao jaki refleksi. Na naslage sarmata i badena naliježu panonske naslage koje su na seizmičkim profilima vidljive kao „onlap“ sekvence (Csató, 1993). Početkom panona započinje post – riftna ekstenzija i termalna

subsidence. Post – riftna ekstenzija u bazenu omogućuje povećanje akomodacijskog prostora, dok termalna subsidence kontrolira sedimentnu ispunu bazena (Lučić *et al.*, 2001). S obzirom na to, debljina naslaga u drugom neogenskom ciklusu varira od 2000 m u Savskoj depresiji, do više od 5000 m duž JZ granice Dravske depresije (Saftić *et al.*, 2003). Tijekom panona glavne osi naprezanja su pravca pružanja S – J, čime se potiče reaktivacija starijih rasjeda, ali i stvaranje polugraba, čije strukture dosežu područja od Murske depresije sve do Slavonskih planina. Okoliš taloženja se mijenja od lakustrinskog okoliša preko deltnog, sve do aluvijalnog okoliša (Slika 4). U takvim uvjetima talože se pretežno lapori i pješčenjaci. Tijekom gornjeg panona, uz lapore i pješčenjake, dolazi do mjestimične pojave ugljena. To se prepisuje oplicavanju bazena i lokalnoj promjeni taložnog okoliša krajem panona u močvarni (Saftić *et al.*, 2003).

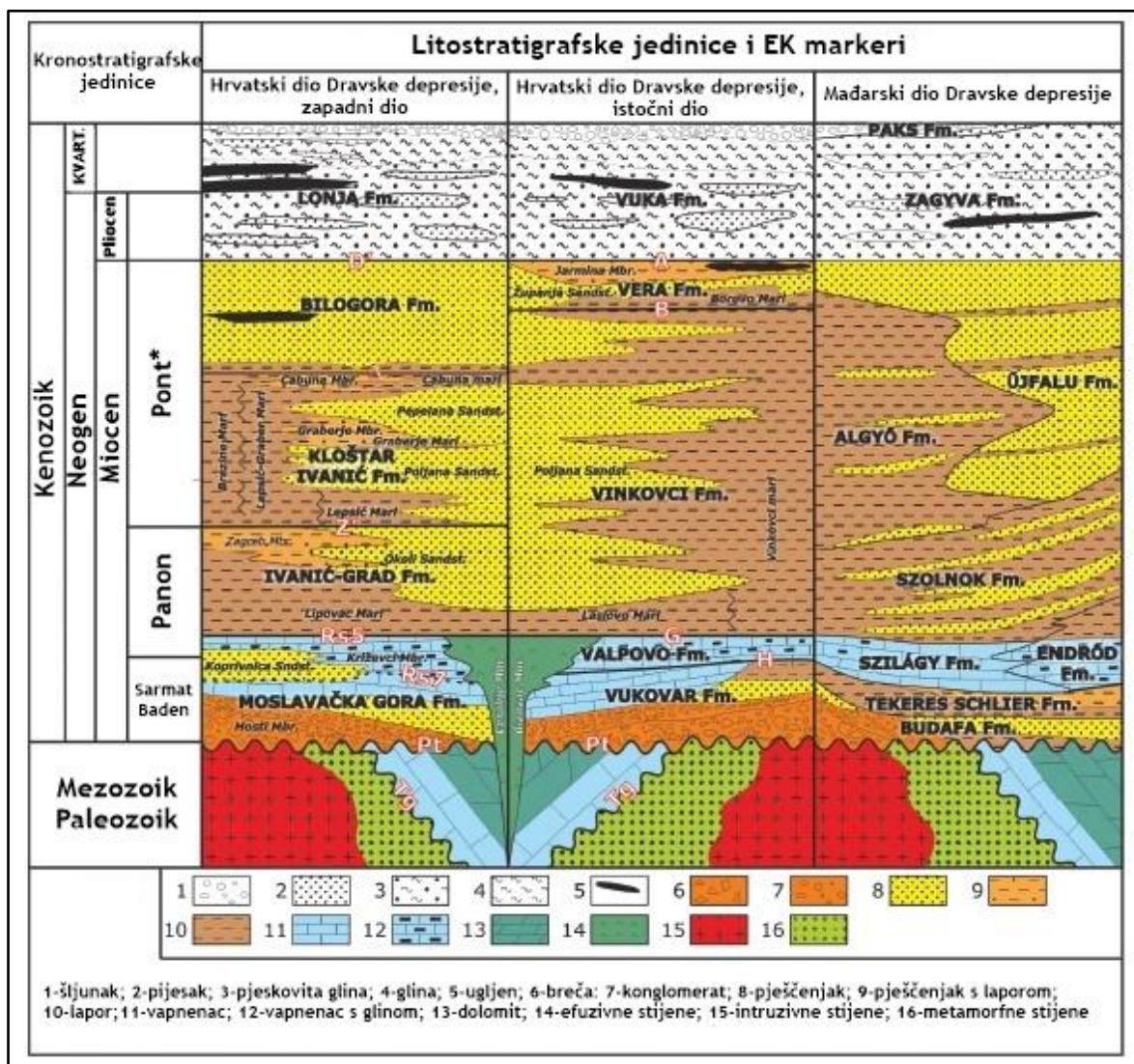
3.2.3. Treći neogenski megaciklus

Posljednji megaciklus započinje prije otprilike 5.6 Ma. Prepoznaje se prema diskordanciji u podini pliocenskih naslaga te nastaje kao rezultat druge kompresijske faze u bazenu koja se pojavljuje uz rubove bazena. Kraj ekstenzijske tektonike i početak kompresijske faze dovodi do formiranja novih strukturnih deformacija te to dovodi do nove inverzije bazena (Slika 4). Glavne osi naprezanja u pliocenu i kvartaru su pravca pružanja S – J kojima se postupno formiraju novi strukturni odnosi, vidljivi kao rasjedi s desnim pomakom. Tektonski pokreti u pliocenu rezultiraju uzdignućem „negativnih“ struktura te čestim formiranjem antiklinala koje mogu, u određenim uvjetima, služiti kao zamke za nakupljanje ugljikovodika. Područje taloženja se smanjilo, a s time i debljina taloženih naslaga. Taložni okoliš je močvarni, aluvijalni i kopneni, a debljina naslaga doseže u najdubljim dijelovima do 1000 m. Taloženi su pretežito pijesci, gline, lapori te mjestimično karbonati (Saftić *et al.*, 2003).

3.3. Litostratigrafski slijed neogensko-kvartarne ispune istraživanog područja

Raščlamba stijena u hrvatskom dijelu Panonskog bazena podrazumijeva dvije različite skupine stijena. Skupine su različite po starosti, ali i po litološkom sastavu. Prvoj skupini stijena pripadaju neogensko – kvartarni sedimenti, litološki klastične stijene, dok drugoj skupini stijena pripadaju stijene u podini neogensko – kvartarnog sustava, one su litološki gledano mezozojski karbonati (PTc) ili paleozojski magmatiti i metamorfiti (Tg).

Litostratigrafska podjela obuhvaća formalne i neformalne jedinice. Formalne jedinice su prepoznate kao službeni nazivi geoloških jedinica u nekoj državi, ali i međunarodno (Slika 5), dok se neformalne jedinice koriste na manjem području unutar neke države (Malvić & Saftić, 2008). U hrvatskom dijelu Panonskog bazena, neformalne jedinice su najčešće imena proizvodnih slojeva s ležištima nafte i plina. Formalne stratigrafske jedinice dijele se na supergrupe, grupe, formacije, članove i slojeve.



Slika 5 Stratigrafski odnosi u Dravskoj depresiji (Malvić & Cvetković, 2013)

3.3.1. Neogenske formacije u Istočnom dijelu Dravske depresije

Dravska depresija ima iznimnu važnost zbog velikih rezervi ugljikovodika, a zbog svog položaja djelomice na teritoriju RH, a djelomice na teritoriju Mađarske, litostratigrafske

jedinice korelirane su između susjednih država (Saftić *et al.*, 2003). Ispuna istočnog dijela Dravske depresije podijeljena je na pet formacija (Slika 5), od kojih su naftogeološki značajne formacije detaljnije razrađene i podijeljene na članove (Malvić & Cvetković, 2013). Formacije su odijeljene na temelju elektrokarotažnih markera. Elektrokarotažni markeri se određuju na temelju karakterističnih oblika krivulja dijagrama geofizičkih mjerenja u bušotinama (najčešće mjerenjem karotaže električne otpornosti). S obzirom na ranije opisane megacikluse u Panonskom bazenu, formacija Vukovar pripada prvom neogenskom megaciklusu. Drugom neogenskom megaciklusu pripadaju formacije Valpovo, Vinkovci i Vera, dok formacija Vuka pripada najmlađem, trećem megaciklusu (Hernitz, 1980; Cvetković *et al.*, 2018).

Najstarija formacija Vukovar je odvojena diskordancijom od magmatita i metamorfita u podlozi neogena. Pripada razdoblju donjeg i srednjg miocena, a na istraživanom području debljine ove formacije značajno variraju. Na karotažnim mjerenjima diskordantno nalijeganje Vukovarske formacije na podlogu neogena obilježeno je elektrokarotažnim markerom „Tg“, koji predstavlja taloženje na površinu temeljnog gorja ili elektrokarotažnim markerom „Pt“, koji predstavlja sedimentaciju na površinu podloge „tercijara“. Česte promjene u taložnom okolišu i ekstenzijska tektonika praćena vulkanskom aktivnošću tijekom badena rezultiraju varijabilnim sastavom Vukovarske formacije. Taložni okoliš se mijenjao iz riječnog i kontinentalnog u pretežno marinski taložni okoliš. Takva promjena je vidljiva u varijabilnosti litološkog sastava sedimenata, gdje se prvo riječnim i debritnim sustavima talože krupniji klastični sedimenti, to jest breče i konglomerati, a zatim u deltnim i marinskim taložnim sustavima dolazi do sedimentacije pješčenjaka, lapora i karbonata (Cvetković *et al.*, 2018). Lapor i taloženi tijekom badena i sarmata mogu biti bogati organskom tvari te imati povoljna matična svojstva. Sedimentacija je praćena lokalnim vulkanizmom, koji rezultira taloženjem tufova. (Pavelić & Kovačić, 2018).

Formacija Valpovo pripada razdoblju sarmata i starijeg panona. Granica između formacija Vukovar i Valpovo je predstavljena EK markerom „H“ (Hernitz, 1980; Cvetković *et al.*, 2018). Uslijed pada morske razine tijekom kasnog miocena, dolazi do blage erozije i taloženja breča, konglomerata, šljunka i vapnenca. Tijekom kasnog sarmata dolazi do oplicavanja i pojave konglomerata i pješčenjaka (Pavelić & Kovačić, 2018). Uslijed bazenske inverzije, krajem sarmata, dolazi do intenzivne erozije navedene formacije. Iz tog razloga formacija Valpovo nije prisutna na cijelom području istraživanja (Hernitz, 1980). Gledano prema litološkom sastavu, formacija Valpovo je većinom uniformnog sastava, a predstavljena je kompaktnim, homogenim laporima, sive do sivo – žute boje. U slučaju da

ti lapori predstavljaju matične stijene, karakterizirani su tamnosivom bojom (Vulama, 1994). Valpovačka formacija je u krovini ograničena EK markerom „G“, čime je odijeljena od mlađe formacije Vinkovci.

Vinkovačka formacija je približno panonske starosti, isključujući samo naslage ranog panona. U tom periodu panonski bazenski sustav se izolira te se formira brakično Panonsko jezero. Započinje post – riftna ekstenzija praćena transgresivno – regresivnim ciklusima (Pavelić & Kovačić, 2018). Post – riftna ekstenzija karakterizirana je povećanjem akomodacijskog prostora, koji je kontroliran istovremenom termalnom subsidencijom (Pavelić, 2001). Sedimentacija u panonu se odvijala u velikom jezerskom okolišu s kontinuiranim smanjivanjem saliniteta s dominantnim taloženjem pješčenjaka i lapora (Pavelić & Kovačić, 2018). Bazen se progresivno zapunjavao materijalom koji je rijekama donesen s istočnih Alpi, od sjeverozapada i zapada prema jugoistoku i istoku. Vinkovačka formacija podijeljena je na tri člana, a to su Laslovo lapor i Vinkovački lapor te Osječki pješčenjaci. Vinkovački lapor i Laslovo lapor su bočni ekvivalenti te se nalaze u donjem dijelu Vinkovačke formacije (Cvetković *et al.*, 2018). Osječki pješčenjaci se pojavljuju kroz cijelu formaciju u izmjeni s laporom Vinkovci (Saftić *et al.*, 2003). Na Vinkovačku formaciju naliježe formacija Vera.

Formacija Vera je u podini ograničena EK markerom „B“, dok je u krovini od mlađe formacije dijeli EK marker „A“. Sedimenti formacije Vera konkordantno naliježu na Vinkovačku formaciju te su taloženi u slatkovodnom jezeru Slavonija (Pavelić & Kovačić, 2018). Jezerske naslage su taložene u transgresivno – regresivnom ciklusu, ukupne debljine do 1000 m te pretežno dominiraju pješčenjaci i lapori. Oplicavanjem jezera i prijelazom iz jezerskog taložnog okoliša prema močvarnom taložnom okolišu dolazi do lokalne pojave tresetnog mulja (Pavelić, 2001). Litološki sastav formacije Vera je sličan litološkom sastavu Vinkovačke formacije. Vera formacija je podijeljena također na tri člana (Cvetković *et al.*, 2018). U baznom dijelu formacije pojavljuje se Borovo lapor, nakon toga slijede Županski pješčenjaci te Jarmina lapor, koji se nalazi u krovini Vera formacije (Cvetković, 2013). Na formaciju Vera talože se sedimenti Vuka formacije.

Vuka formacija je pliocensko – kvartarne starosti te naliježe konkordantno ili transgresivno na starije naslage. Naslage su taložene u dva manja transgresivno – regresivna ciklusa s najvećom debljinom naslaga do 500 m (Pavlić & Kovačić, 2018). Daljnjim oplicavanjem jezerskog taložnog okoliša talože se većinom nekonsolidirane ili loše konsolidirane naslage predstavljene glinama, pijeskom, šljunkom i ugljenom – lignitom (Cvetković, 2013).

3.3.2. Ugljikovodični potencijal istraživnog područja

Prema prethodnim istraživanjima i razmatranoj literaturi, na predjelu istočnog dijela Dravske depresije matične stijene taložene su pretežito u jezerskom i marinskom okolišu. Litološkim sastavom generalno odgovaraju laporima i laporovitim vapnencima. Organska tvar se u takvim sedimentima najčešće dispergirana u matičnim stijenama, ali se može naći i u obliku leća ili tankih lamina (Saftić *et al.*, 2003). Matične stijene u Dravskoj depresiji većinom taložene tijekom prvog i drugog megaciklusa, iznad podine neogena te unutar turbiditne sukcesije Panonskog jezera (Saftić *et al.*, 2003). Prema vrijednostima vodikovog indeksa, karakterizirane su kao kerogen tipa III. Takvi sedimenti taloženi su u uvjetima kopnenog okoliša (Barić, 1996). Sedimenti s rezervoarskim svojstvima su predstavljeni najčešće kao konglomerati, breče i pješčenjaci koje karakterizira visoka poroznost. Važno je naglasiti da vrijednost poroznosti jako varira na lokalnoj razini, ali se i smanjuje s dubinom zbog kompakcije sedimenata. Ležišne stijene su taložene pretežno u deltnim sustavima, a pripadaju razdoblju starijeg i srednjeg miocena, to jest, prvom i drugom megaciklusu. Sekundarna migracija se odvijala duž diskordancija ili rasjeda. Postojanje pokrovnih, nepropusnih stijena (lapora ili glina), onemogućilo je daljnju migraciju, odnosno dovelo je do nakupljanja ugljikovodika u zamkama. Zamke su najčešće strukturne, u obliku antiklinala, a to je rezultat kompresijske tektonike koja se događala više puta u bazenu.

4. Metode istraživanja

Prilikom izrade ovog diplomskog rada korišteni su seizmički i bušotinski podaci koje je ustupila Agencija za ugljikovodike. Za interpretaciju tih podataka korištena su dva softvera tvrtke Schlumberger, Petrel 2020 za izradu bazenskog modela te Petromod 2020.1 za simulaciju tog istog modela na temelju elemenata naftnog sustava.

Petrel 2020 softver se koristi u području istraživanja i proizvodnje ugljikovodika. Omogućuje korisniku interpretaciju seizmičkih podataka i karotažnih podataka iz bušotina, također i korelaciju između bušotina, izradu jednostavnog geološkog modela te izradu strukturnih karata po interpretiranim horizontima. Ovaj softver prvenstveno je korišten za izradu jednostavnog geološkog modela podzemlja temeljem seizmičkih i bušotinskih podataka.

Petromod 2020.1 je softver za bazensko modeliranje. Kombiniranjem rezultata interpretacije seizmičkih i bušotinskih podataka omogućuje modeliranje evolucije sedimentacijskog bazena. Uz to, predviđa je li i kako je ležište ispunjeno s ugljikovodicima, uključujući izvor matičnih stijena te vrijeme generiranja ugljikovodika, migracijske puteve, količinu i vrstu generiranih ugljikovodika. Završni model je dinamički, što znači da pruža uvid u strukturnu evoluciju bazena, promjene tlaka i temperature kroz prošlost, kao i utjecaj na generiranje, migriranje, akumuliranje i eventualni gubitak ugljikovodika.

4.1. Izrada 3D modela u softveru Petrel 2020

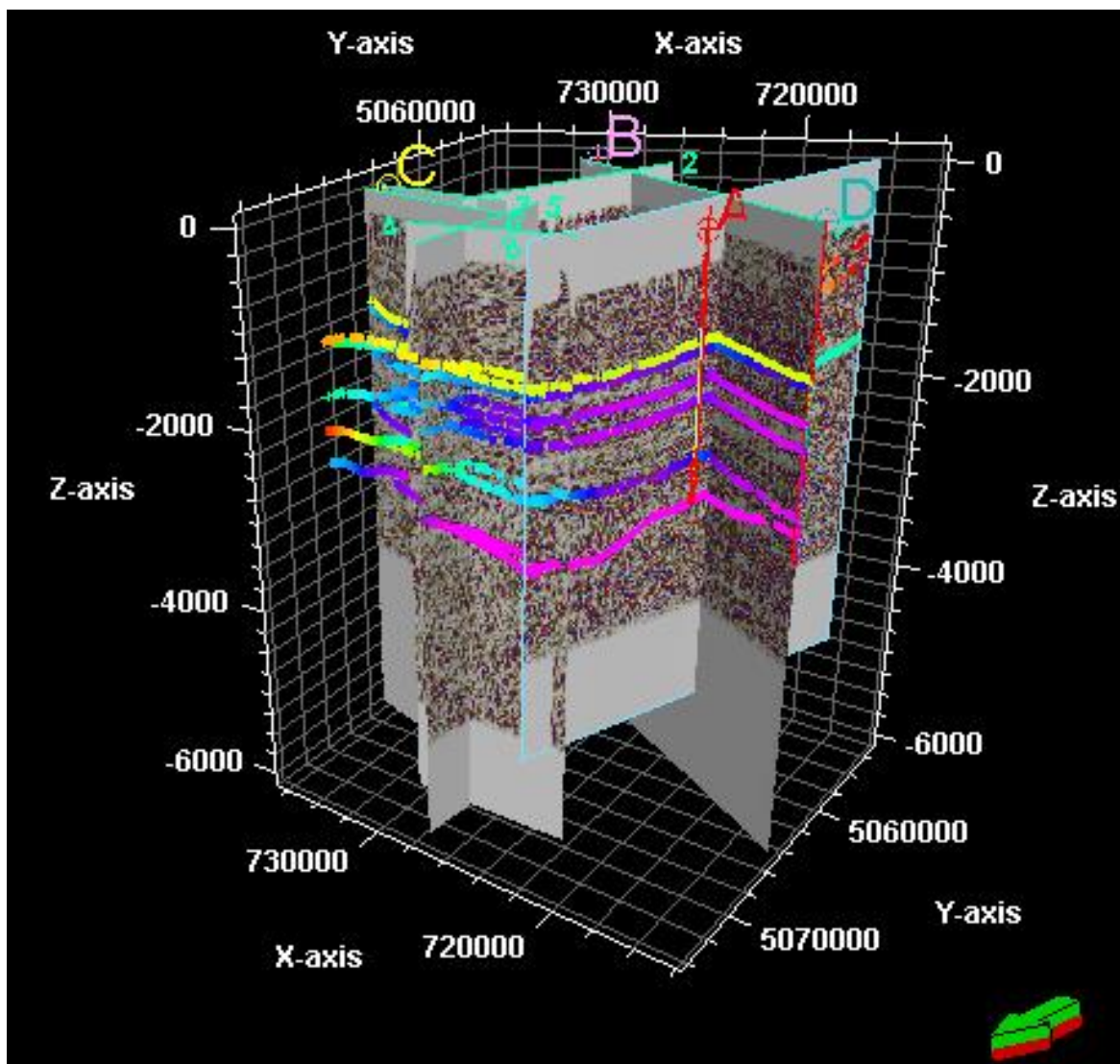
U okviru ovog istraživanja softver Petrel 2020 je poslužio za unos i pozicioniranje bušotina, konstrukciju površina glavnih markera, izradu jednostavnog 3D modela, izradu geološkog stupa, strukturnih karata te definiranje facijesa i izradu 3D naftnogeološkog modela.

Za izradu trodimenzionalnog modela šire okolice polja Crnac, bilo je potrebno prvo unijeti bušotine i seizmičke profile na istraživanom području. Dobiveni set podataka obuhvaćao je podatke iz četiri bušotine i sedam seizmičkih profila s istraživanog područja. Od unesenih bušotina jedino se bušotina B nalazila direktno na seizmičkom profilu 7 (Slika 6). Iz tog razloga je bušotina B uzeta kao početna za interpretaciju. Za početak seizmičke interpretacije u bušotinama su unesene vrijednosti dubine na kojima se nalaze EK markeri. Dubine EK markera su očitane iz geoloških izvještaja za svaku bušotinu (Tablica 1).

Tablica 1 Relativne dubine EK markera mjereno od ušća bušotine i konačna dubina bušotina korištenih u interpretaciji

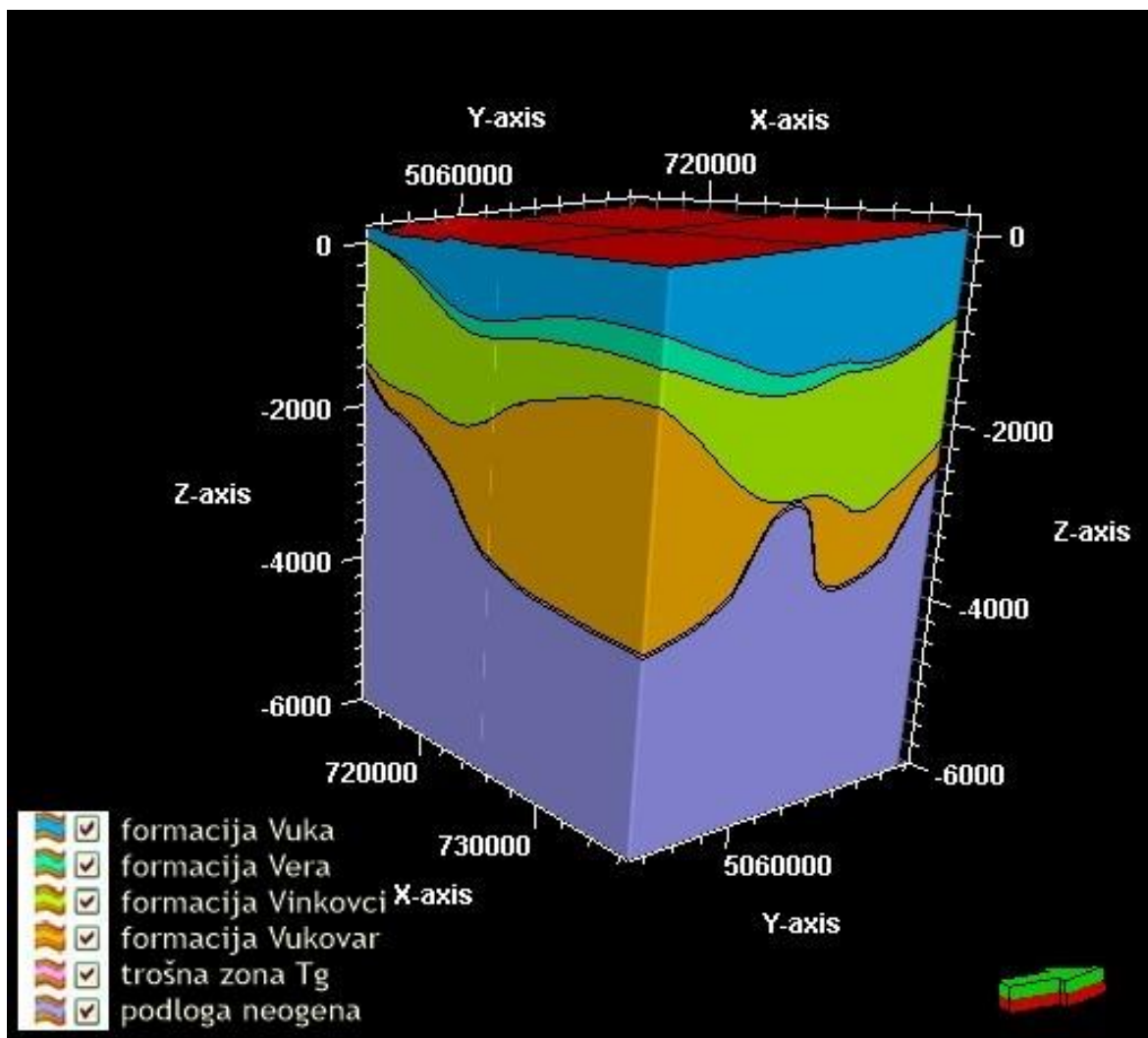
Oznaka bušotine	Ek– marker (A); (m)	Ek– marker (B); (m)	Ek– marker (G); (m)	Ek– marker (H); (m)	Ek– marker (Pt); (m)	Ek– marker (Tg); (m)	Konačna dubina bušotine (m)
A	1375	1534	3539	3575	-	-	4496
B	1406	-	-	3810	4035	-	5096
C	853	1085	-	1757	-	-	3107
D	1223	-	-	-	2598	3002	5028

Nakon unosa dubina EK markera u bušotinama, omogućen je prijelaz na interpretaciju seizmičkih profila. Naredbom *Seismic Interpretation* ispraćeni su jaki refleksi na kojima su se nalazili EK markeri. Jaki seizmički refleksi predstavljaju promjenu litološkog sastava između naslaga, to jest, odraz su različitih seizmičkih brzina između naslaga različitog litološkog sastava (Slika 6).



Slika 6 Trodimenzionalni prikaz seizmičkih profila i raspored bušotina u prostoru, s interpretiranim horizontima

Po završetku interpretacije horizonata po repnim horizontima, horizonti su transformirani iz vremenskog u dubinsko mjerilo prema dostupnom zakonu brzina iz bušotina. To je prethodilo izradi strukturnih karata po horizontima, kao i izradi jednostavnog 3D modela. Strukturne karte su korištene kao ulazni podatci, od najdublje prema najplićoj; Tg/Pt, H, B i A, kako bi se izradio jednostavni trodimenzionalni model područja, podijeljen prema litološkim formacijama (Slika 7). Model je izrađen naredbom *Make simple grid*. Izlazni model za daljnji rad u softveru Petromod 2020 napravljen je naredbom „*Make 3D petroleum systems model*“. Takav oblik modela povezuje pojednostavljeni model podzemlja (engl. *Simple grid model*) s facijesnim značajkama i stratigrafijom. Rasjedi u ovom modelu nisu naznačeni zbog loše kvalitete seizmičkih podataka.



Slika 7 Prikaz jednostavnog 3D modela podijeljenog na litostratigrafske formacije, izrađen u Petrelu 2020

4.2. Bazensko modeliranje u softveru Petromod 2020.1

Za nastavak bazenskog modeliranja korišten je izlazni model iz softvera Petrel 2020, što je opisano u poglavlju 4.1. Izlazni model je prilagođen radu u softveru Petromod 2020.1. Kako bi se omogućio daljnji nastavak bazenskog modeliranja, bilo je neophodno, iz bušotinskih i geoloških izvještaja, izdvojiti i detaljnije definirati litološki sastav te odrediti elemente naftnogeološkog sustava. Postavljanjem graničnih uvjeta i paleogeometrije taložnog okoliša, omogućila se simulacija modela.

4.2.1. Definiranje litološkog sastava i elemenata naftnogeološkog sustava

Nakon učitavanja izlaznog modela u softveru za bazensko modeliranje, prvo se pristupilo raščlanjivanju slojeva i stvaranju dodatnih dubinskih karata. Iako istraživane naslage imaju jednostavan litološki sastav, karakterizira ih česta izmjena sedimenata, te je stoga bilo

potrebno detaljnije raščlaniti formacije. Zbog kvalitetnih podataka iz bušotina i detaljnih geoloških izvještaja, omogućena je podjela jedinica s obzirom na lokalnu promjenjivost litološkog sastava. Slojevi, u kojima se očekuju značajni naftnogeološki elementi sustava, su dodatno raščlanjeni zbog preciznijeg pridodavanja karakteristika (Slika 8). Svakom sloju pridodan je litološki sastav te određen element naftnogeološkog sustava, ovisno o karakteristikama naslaga. S obzirom na cilj ovog rada, najznačajnije je bilo odrediti matične stijene istraživanog područja. Iz bušotinskih podataka i prethodnih istraživanja gornjobadenske stijene su određene kao matične (Barić *et al.*, 1989; Hernitz *et al.*, 1995; Cvetković, 2018). Matične stijene pripadaju laporima koji se nalaze u gornjem dijelu Vukovarske formacije. Prema podacima iz bušotina za njih su određene vrijednosti ukupnog organskog ugljika (*eng. TOC – Total organic carbon*) (Slika 8). Vrijednosti izvornog vodikovog indeksa su preuzete iz literature (Barić, 1996). TOC vrijednosti pokazuju matični potencijal stijene, te se donja granica matičnog potencijala postavlja na 0,5 – 1% TOC, a vrijednosti TOC iznad 2% ukazuju na veliki matični potencijal. Vrijednosti vodikovog indeksa (HI) nam služe kao glavni indikatori tipa kerogena. Vrijednosti HI manje od 150 mg HC/g TOC upućuju na niski udio lipidnih tvari što opisuje kerogen tipa III koji nastaje u najvećoj mjeri razgradnjom terestričnog materijala (Velić, 2007). S obzirom na loše podatke dobivene geokemijskim analizama matičnim stijenama u bušotinama, parametri za definiranje vodikovog indeksa preuzeti su iz drugih istraživanja iz okolice (Vulama., 1994; Cvetković, 2018). Također, bilo je potrebno izabrati odgovarajući kinetik (*engl. kinetic*). Kinetika generiranja nafte određuje se eksperimentalno i zatim primjenjuje na povijest zalijeganja, kako bi se odredilo vrijeme i doseg generiranja nafte iz utvrđene matične stijene u naftnom sustavu (Lewan & Ruble, 2002). Kinetici su zasebni za svaki vremenski interval taložnog bazena, a ovise o tipu matične stijene. Za Panonski sedimentacijski bazen jedinstveni kinetik nije određen, stoga je u sklopu ovog rada korišten „Tissot_in_Waples (1992)_TII_Crack“ jer ponajbliže odgovara opisanim parametrima na istraživanom području (Cvetković *et al.*, 2018).

Name	Color	Lithology Value	Kinetics	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Vuka (sjunak)		Conglomerate (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	
Vuka (glina, pjeskovita glina)		Sandstone (day rich)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	
Vuka (ugljen)		Coal (with impurities)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	
Vuka (pjesak)		Sandstone (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	
Vera Jarmina Mrl		Shale (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	
Vera Zupanja Sand		Sandstone (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	
Vera Borovo Mrl		Shale (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Seal Rock
Vinkovci Poljana Sand		Sandstone (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Reservoir Rock
Vinkovci Laslovo Mrl		Shale (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Seal Rock
Valpovo (lapor)		Shale (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Seal Rock
Valpovo (pjescenjak)		Sandstone (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Reservoir Rock
Vukovar (lapor krovina)		Shale (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Seal Rock
Vukovar (lapor organski)		Shale (organic rich, 3% TOC)	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	Value	2.00	→	Value	450.00	→	Source Rock
Vukovar (brckong)		Conglomerate (typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Reservoir Rock
Vukovar (Qtzpjescenjak)		Sandstone (quartzite, typical)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Reservoir Rock
Tufiti		Tuff (felsic)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Underburden Rock
Igneous and sedimentary pre-Neogene		Granite (150 Ma old)		Value	0.00	→	Value	0.00	→	Underburden Rock

Slika 8 Tablični prikaz podjele podzemne građe područja s pridodanim litološkim sastavom i elementima naftnogeološkog sustava

Nakon raščlanjivanja slojeva i pridodavanja karakteristika istima, procesom *Age Assignment*, raščlanjenim slojevima su pridodane približne starosti, odgovarajući nazivi i boje kojima je označen litološki sastav.

Po završetku rada sa slojevima pristupilo se funkcijama u *Well Editoru*, gdje su pridodane vrijednosti parametara bušotinama za koje postoje podatci o vitrinitnim refleksijama i vodikovom indeksu

4.2.2. Paleogeometrija i granični uvjeti

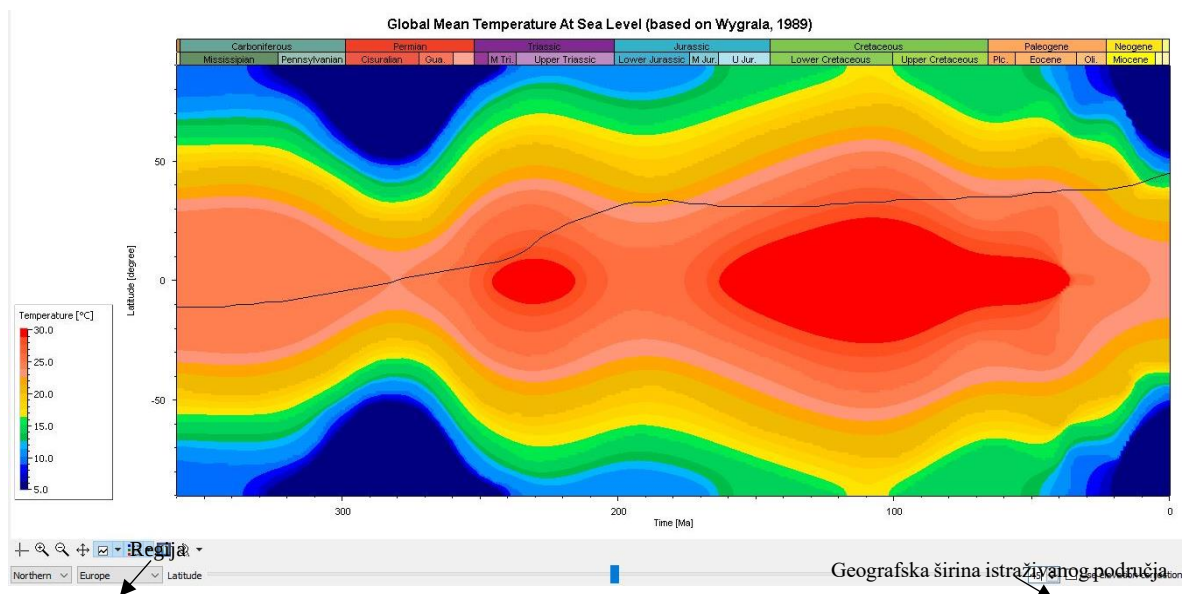
Za preciznije bazensko modeliranje, nakon okarakteriziranih facijesa bilo je potrebno definirati granične uvjete u okolišu. Granični uvjeti definiraju osnovnetemperaturne uvjete i povijest zalijeganja matičnih stijena te, prema tome, i uvjete za sazrijevanje organske tvari kroz vrijeme. Kako bi simulacija modela bila uspješna prvo se moraju postaviti granični uvjeti. Postoje dva značajna granična uvjeta, a to su toplinski tok (*eng. HF – Heat Flow*) i utjecaj temperature površinske vode na podzemlje (*eng. SWIT – Sediment Water Interface Temperature*). Paleodubina vode (*eng. PWD – Paleo Water Depth*) opisana je paleogeometriji, što označava praćenje promjene razine vode tijekom geološke prošlosti.

Prvo je unešena paleogeometrija, gdje je paleodubina taložnog okoliša direktno očitana s grafičkog prikaza linije relativne razine vode iz rada Pavelić & Kovačić (2018). Vrijednosti su očitane za svakih 0,5 Ma te dodatno za značajne promjene u razini vode u geološkoj prošlosti (Tablica 2).

Tablica 2 Vrijednosti dubine vode tijekom geološke prošlosti (Pavelić & Kovačić, 2018)

Starost (Ma)	PWD vrijednosti (m)	Starost (Ma)	PWD vrijednosti (m)
2,5	25	11,5	60
3,0	25	11,6	30
3,5	0	12,0	125
4,0	25	12,5	150
4,6	0	13,0	50
5,0	200	13,2	225
5,5	275	13,5	200
6,0	380	14,0	225
6,5	450	14,2	250
7,0	490	14,5	50
7,5	500	14,8	200
8,0	490	15,0	100
8,5	450	15,5	150
9,0	390	16,0	60
9,5	350	16,5	50
10,0	275	17,0	50
10,5	200	17,5	30
11,0	125	18,0	20

Parametar SWIT se određuje automatski, a opisuje utjecaj temperature površinske vode na sedimente u podzemlju (Slika 9). Nakon što se unese regija i geografska širina za istraživano područje, naredbom *Auto SWIT*, softver automatski prema Wygrala (1989) generira vrijednosti utjecaja.



Slika 9 Automatski generirane vrijednosti SWIT prema Wygrala (1989)

Posljednji uneseni granični uvjet je toplinski tok. Toplinski tok je prijenos toplinske energije iz Zemljine unutrašnjosti prema površini. Vrijednosti toplinskog toka za recentno razdoblje definirali su Lenkey *et al.* (2002). Vrijednosti paleotoplinskog toka kalibriraju se naknadno tako da odgovaraju temperaturi i vitrinitnim refleksijama (Tablica 3).

Tablica 3 Vrijednosti toplinskog toka (mW/m^2) za svaku bušotinu za određeno vrijeme u geološkoj prošlosti

Bušotina	A	B	C	D
Vrijeme (Ma)				
0	95	75	70	95
2	90	80	65	90
10	70	80	60	70
17	65	75	55	65
60	55	65	50	55

4.2.3. Jednodimenzionalna i trodimenzionalna simulacija modela

Postavljanjem graničnih uvjeta i paleogeometrije omogućile su se simulacije modela, te se prvo pristupilo jednostavnijoj, jednodimenzionalnoj simulaciji. Nakon kalibracije s različitim vrijednostima toplinskog toka, odabiru se one vrijednosti koje prikazuju najrealnija rješenja, to jest, podudaranje vitrinitnih refleksija i temperature sa zadanom grafičkom krivuljom. Prema tim vrijednostima napravljene su u softveru Petrel 2020 karte

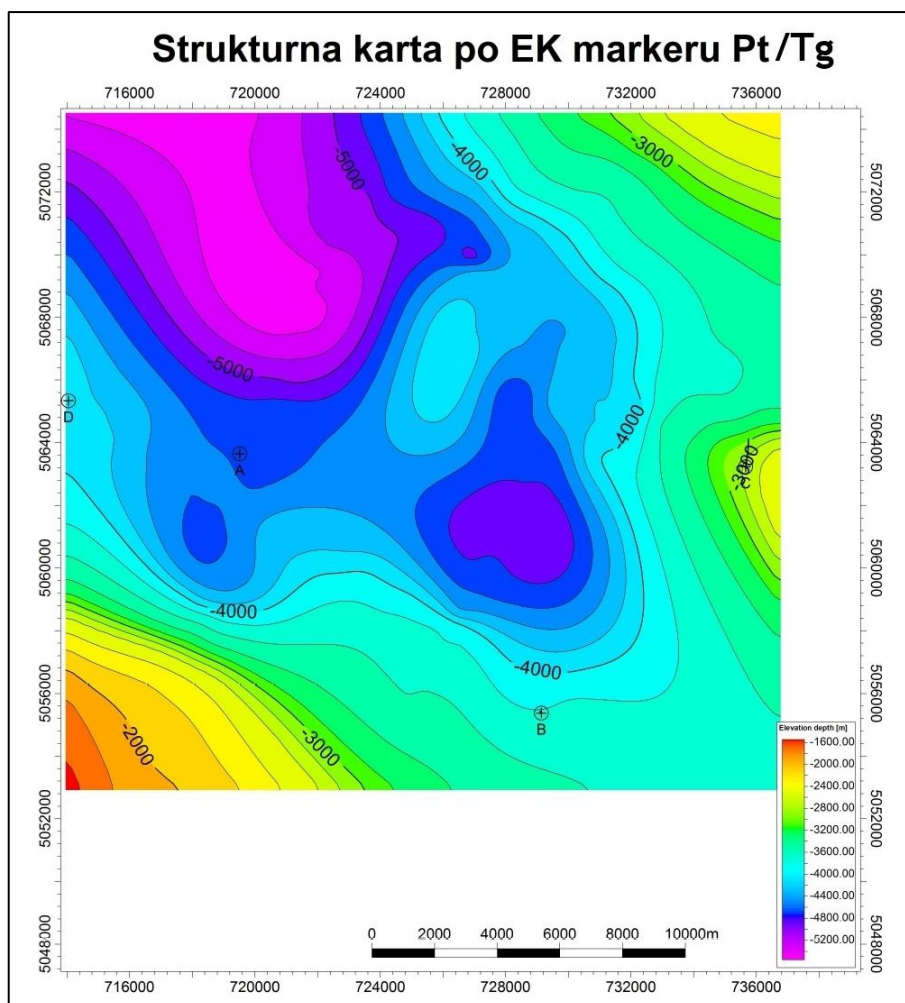
toplinskog toka po razdobljima, koje su korištene kao ulazni parametar za simulaciju modela. 1D simulacija se izvodi za svaku bušotinu pojedinačno. Prilikom izrade ovog rada bili su dostupni podatci iz četiri bušotine, međutim samo su dvije bušotine sadržavale podatke o vrijednostima vitrinitnih refleksija i vrijednostima temperature. Uslijed toga, simulacija je pokrenuta samo na dvije bušotine. U ovom radu za kalibriranje su korištene vitrinitna refleksija i temperatura, koje su bile dostupne iz DST izvještaja i geokemijskih analiza. Prednost 1D simulacije je jednostavnost i velika brzina. Rezulati 1D simulacije su odmah dostupni te prikazani u obliku grafova ili 1D modela razvoja podzemlja kroz vrijeme.

5. Rezultati istraživanja

Nakon dinamičke simulacije naftno – geološkog modela šireg područja polja Crnac, prikazani su rezultati. Prvo su prikazane strukturne karte po horizontima EK-markera na istraživanom području, a zatim su izneseni rezultati dinamičke simulacije modela.

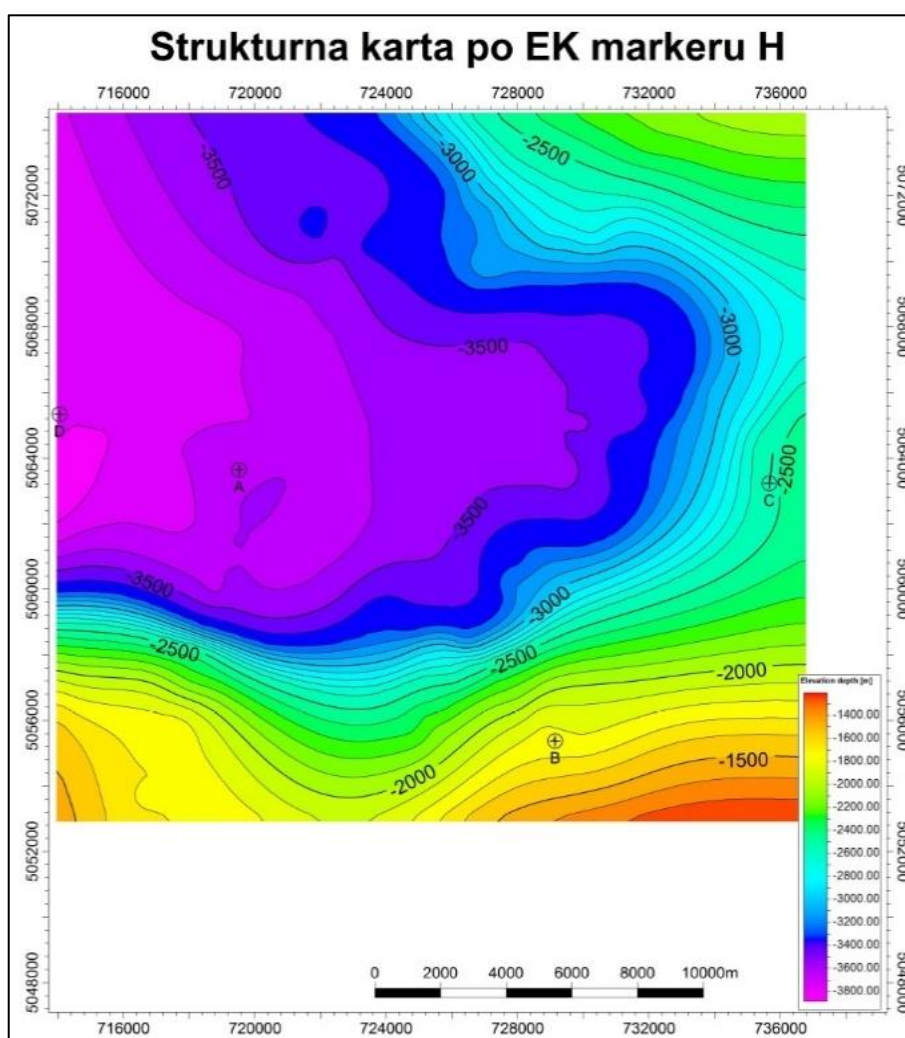
5.1. Strukturne karte po horizontima EK-markera

Jednostavni trodimenzionalni model interpretiran je na temelju bušotinskih i seizmičkih podataka u softveru Petrel 2020. Uzevši u obzir bušotinske podatke s dubinama EK markera na istraživanom području, određeni su seizmički refleksi koji interpretirani u modelu. Oni čine granice između glavnih formacija istraživanog područja, a njihova interpretacija omogućila je stvaranje dubinske karte po horizontima. Na taj način se mogu uspješno definirati strukturni odnosi na terenu i interpretirati potencijalne strukturne zamke.



Slika 10 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru „Pt/Tg“, dobivena u softveru Petrel 2020.

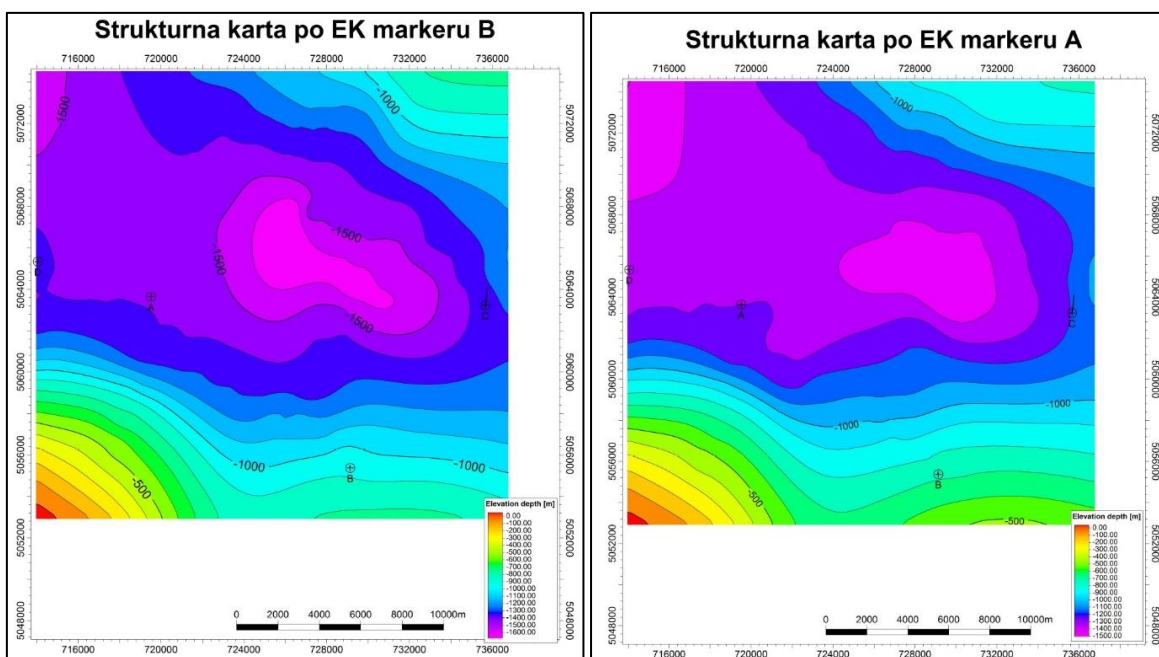
Elektrokarotažni marker „Pt“ je najdublji marker izdvojen da istraživanom području. Strukturna karta po EK markeru „Pt“ predstavlja površinu koja dijeli stijene „Podloge tercijara“ od mlađih neogenskih naslaga. U većini bušotina stijene „Podloge tercijara“ predstavljene su mezozojskim karbonatima i metamorfitima. Gledano u geološkom vremenu, horizont po EK markeru „Pt“ dijeli paleozoik od kenozoika, točnije, donjeg miocena. Sa strane strukturne geologije može se izdvojiti struktura sinklinale na središnjem dijelu karte te generalno tonjenje naslaga od JI prema SZ. Najdublje naslage se nalaze na dubini od oko 5400 m. Dobivene vrijednosti dubine treba uvjetno uzeti, jer postoji određena doza nesigurnosti vezano za dubinsko-vremensku konverziju (Slika 10).



Slika 11 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru „H“, dobivena u softveru Petrel 2020.

Slijedeća strukturna karta po EK markeru „H“ prikazuje površinu koja dijeli naslage badena i sarmata od naslaga donjeg panona, u ovom slučaju naslage Vukovarske formacije i Laslovo lapora. Mjestimično se pojavljuje i Valpovačka formacija na Vukovarskoj. Naslage

Vukovarske formacije su značajne jer u svom gornjem dijelu sadrže matične stijene. Ukoliko postoje diskordancije ili rasjedi koji mogu služiti kao putevi migracije te zamke u naslagama iznad matičnih stijena, mogu se stvoriti uvjeti za nakupljanje ugljikovodika. U ovom radu rasjedi nisu interpretirani zbog kompliciranosti uvođenja rasjeda u model i brzine simulacijskog procesa. Samim time, gubi se mogućnost migracije prema gore. Na karti vidimo generano tonjenje naslaga od JI prema SZ., a dubine dosežu više od 3800 m (Slika 11).

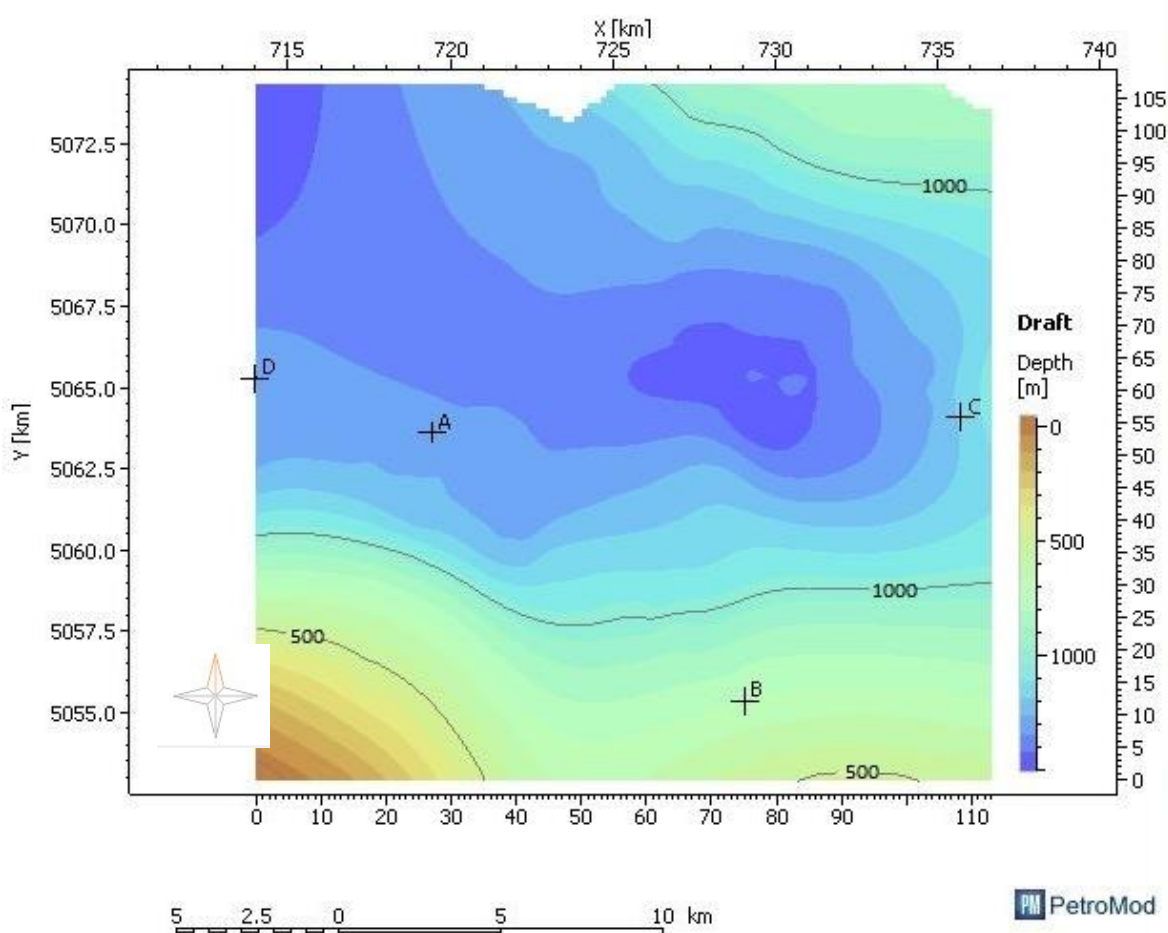


Slika 12 Strukturne karte po elektrokarotажnim markerima „A“ i „B“ dobivene u softveru Petrel 2020.

Strukturna karta po elektrokarotажnom markeru „B“ predstavlja površinu između srednjopanonskih i gornjopanonskih naslaga, to jest između formacija Vinkovci i Vera, dok strukturna karta po EK markeru „A“ predstavlja granicu između miocena i pliocena, to jest formacije Vera i Vuka. Može se uočiti velika sličnost strukturnih karata, kao i povećanje područja koje zauzima struktura sinklinale opisana na kartama dubljih horizonata. Naslage na strukturnoj karti po EK markeru B dosežu dubine veće od 1600 m, dok na strukturnoj karti po EK markeru A, naslage dosežu dubine od 1400 m (Slika 12). Nažalost, malo područje interpretacije onemogućuje pogled u širu sliku struktura u podzemlju.

5.2. Jednodimenzionalni model bazena

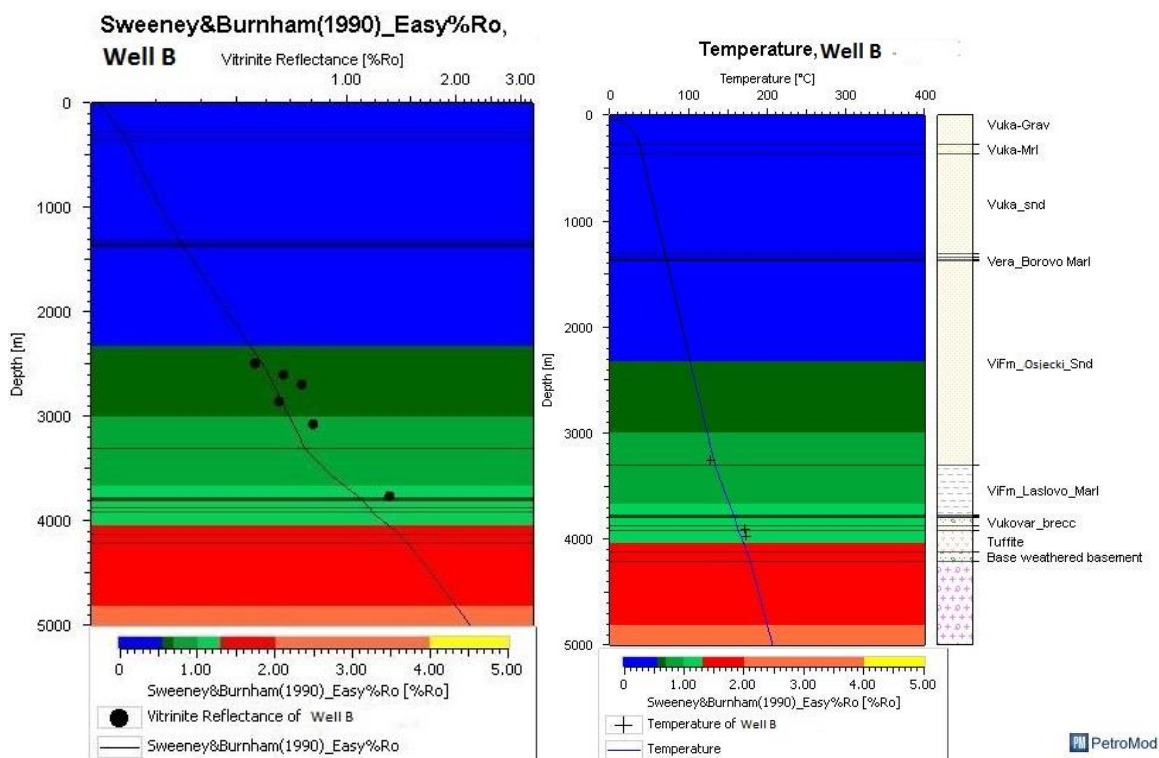
Nakon postavljenih graničnih uvjeta, pristupilo se jednodimenzionalnom simuliranju modela. Kao što je već napisano, ulazni podaci su bili bušotinski i seizmički. Na temelju interpretacije četiri bušotine, detaljnije se modeliralo i podijelilo prema litološkom sastavu podzemlje istraživanog područja. Položaj bušotina prikazan je na dubinskoj karti facijesa *Vukovar Breccia* (Slika 13). Jednodimenzionalnim modeliranjem je omogućeno rano otkrivanje eventualnih grešaka u radu, ali i brzi prikaz stanja u podzemlju na istraživanom području.



Slika 13 Položaj bušotina na području istraživanja, bušotine su predstavljene simbolom +, prikaz je izrađen u softveru Petromod 2020.1

Za ulazne podatke pri 1D modeliranju korišteni su podatci o vitritnim refleksijama i temperature iz DST mjerenja. Tim podacima se omogućila kalibracija podataka i dobivanje realnijih graničnih uvjeta. S obzirom da podatke o vitritnim refleksijama i temperature postoje u samo dvije bušotine, u 1D modelu prikazana je promjena vrijednosti vitritne refleksije u odnosu na dubinu te temperature s dubinom za bušotinu B (Slika 13).

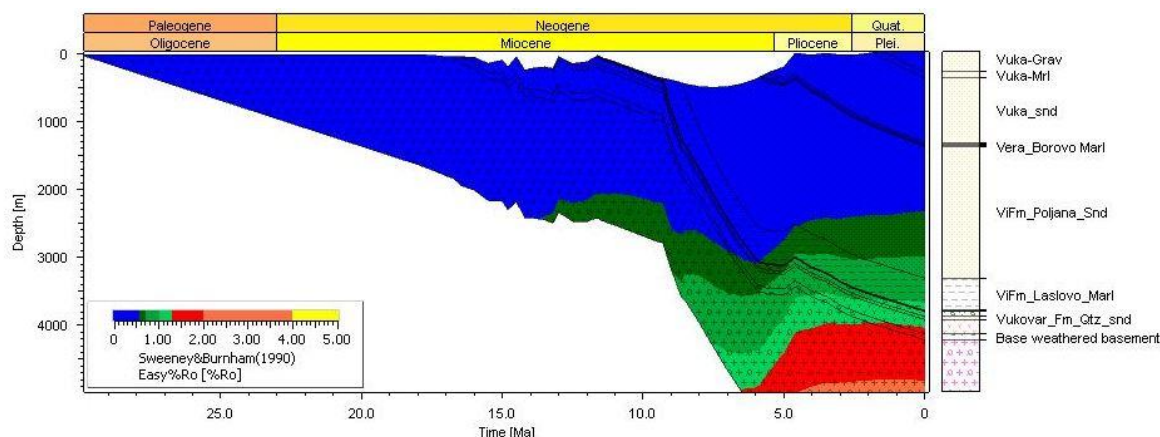
Kalibriranjem ulaznih graničnih uvjeta, pri tome misleći na toplinski tok, težilo se postizanju podudaranja podataka unesenih za R_o i $Temp$ i kalibracijskih krivulja. Može se uočiti da se podatci o temperaturama bolje podudaraju s kalibracijskom krivuljom od podataka vitrinitnih refleksija (Slika 14).



Slika 14 Prilagođeni 1D model vitrinitne refleksije i temperature s prikazom termalne zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990) iz bušotine B

Granična dubina je postavljena na 5000 m, dok postignuta dubina bušotine B iznosi 4092,5 m. S desne strane grafa nalazi se litološki sastav formacija i članova koji je napravljen prema kartama horizonata. Prema zelenoj boji u prikazu, može se odrediti koje su stijene ušle u naftni prozor. To područje obuhvaća stijene od donjeg do srednjeg miocena. Postavljanjem podudaranih vrijednosti na oba grafa, omogućuje se točnije donošenje zaključaka zbog realnijih uvjeta.

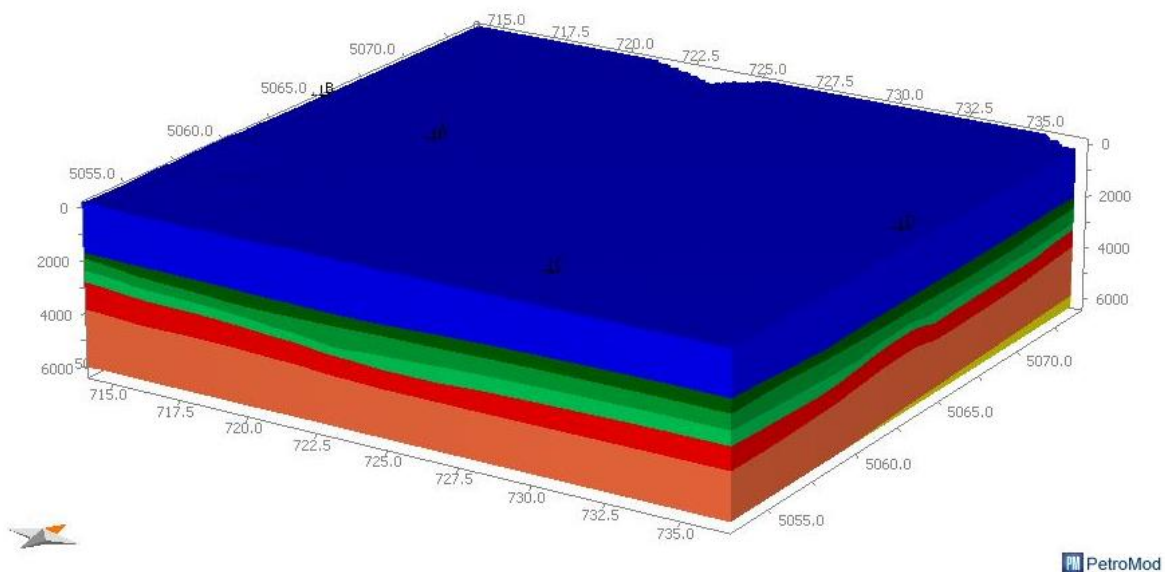
Za istu bušotinu B napravljen je profil termalnog zalijeganja naslaga, kako bi se detaljnije vidjela podjela vrijednosti vitrinitnih refleksija s obzirom na dubinu sedimenata (Slika 15). Zbog jednostavnijeg praćenja, za maksimalnu dubinu ponovo je odabrana vrijednost od 5000 m.



Slika 15 Razvoj termalne zrelosti u bušotini B prema jednodimenzionalnom prikazu

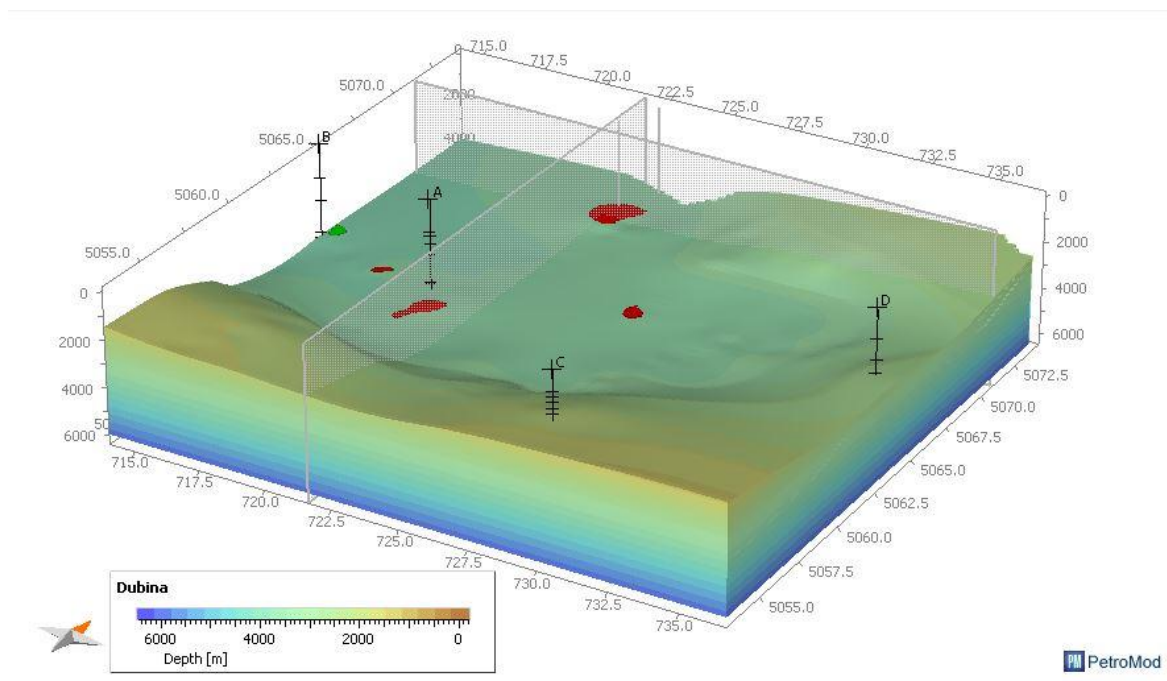
5.3. Trodimenzionalni model bazena

Nakon uspješne 1D simulacije i kalibracije grančnih uvjeta, postalo je moguće napraviti i trodimenzionalnu simulaciju naftnogeološkog modela. Rezultati simulacije su prikazani pomoću jedinstvenog 3D modela, iz kojeg su napravljeni 2D profili na zanimljivim područjima. Uvidom u profile može se jednostavnije opisivati slika podzemlja. Konačna dubina modela je malo veća od 6000 m te je ekstrapolacijom postignuto modeliranje i u područja koja nemaju ulaznih podataka. Prema promjeni boje modela iz plave u zelenu, moguće je očitati početak naftnog prozora. Na istraživanom području naftni prozor počinje na dubinama od oko 1800 m. Moguće promjene u dubini naftnog prozora su rezultat različite distribucije toplinskog toka za pojedine bušotine kao i varijabilnosti litološkog sastava. Naftni prozor završava na dubinama većim od 3000 m, s obzirom da se tada ulazi u područje metageneze gdje se generira termogeni plin.



Slika 16 Trodimenzionalni ležišni modeli s podjelom stijena ovisno o termalnoj zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990)

S obzirom na vrlo jednoličan model, bez naglih promjena dubine sedimenata, prikazao se stupanj termalne zrelosti za gornji dio Vukovarske formacije, to jest, lapore bogate organskom tvari koji su u ovom modelu matične stijene. Najveći intenzitet termalne transformacije postignut je na sjeveru i sjeveroistoku istraživanog područja (Slika 17). Na strukturnoj karti je vidljivo da je to najdublje područje te formacije (Slika 10). S obzirom na to da na tom području naftni prozor počinje na malo većim dubinama, oko 2100 m, očekivano je da su lapori bogati organskom tvari na tom području postigli dovoljno visoke temperature za generiranje ugljikovodika. Također je vidljivo na prikazu, da sedimenti koji se nalaze na južnom dijelu modela te malo pliće, nisu postigli dovoljne temperature za generiranje ugljikovodika.



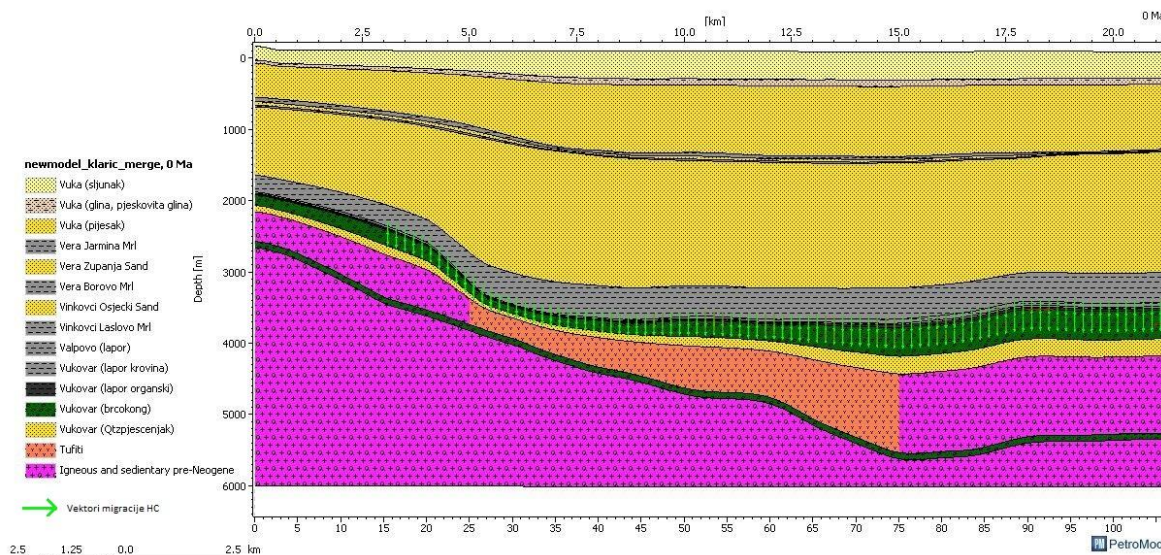
Slika 18 Prikaz ležišta u brečokonglomeratima Vukovarske formacije i profila postavljenih na najveće ležište

U izvješću, koje je rezultat dinamičke simulacije modela pomoću softvera PetroMod 2020.1, dobivene su vrijednosti obujma generiranih ugljikovodika, ugljikovodika u matičnoj stijeni, ugljikovodika u ležištu te izgubljenih ugljikovodika. Također, volumen razlikuje vrstu ugljikovodika, pa se dobivaju obujmi nafte i plina. Iz procijenjenog volumena generiranih ugljikovodika, može se zaključiti da je jako mala količina generiranih ugljikovodika, akumulirana na istraživanom području (Tablica 4), kako nafte, tako i plina.

Tablica 4 Prikaz procjene generiranja ugljikovodika u simuliranom modelu. Prikazani volumeni su oni pri površinskim uvjetima tlaka i temperature

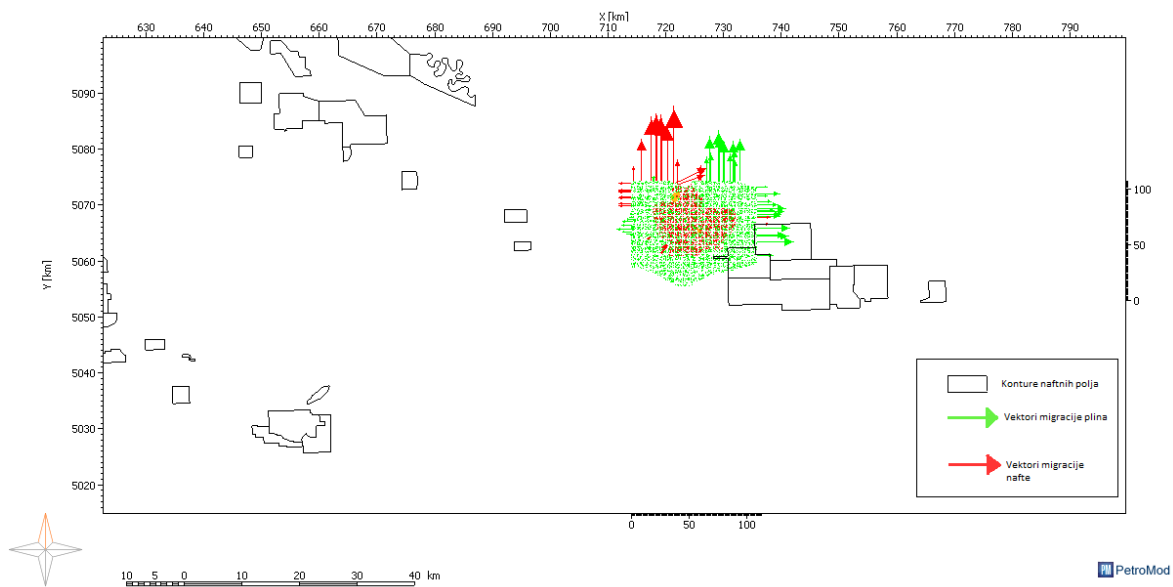
	Volumen generiranih ugljikovodika [10 ⁶ m ³]	Volumen ugljikovodika u matičnoj stijeni [10 ⁶ m ³]	Volumen ugljikovodika u ležištu [10 ⁶ m ³]	Volumen izgubljenih ugljikovodika [10 ⁶ m ³]
Plin	10 898,13	998,11	801,90	9 098,11
Nafta	132,37	8,17	0,16	124,04
Ukupno ugljikovodika	11 030,50	1 006,28	802,07	9 222,16

Pretpostavka je, s obzirom da je veliki volumen ugljikovodika generiran, da većina ugljikovodika nije izgubljena. S obzirom da su matične stijene ušle u naftni prozor, omogućeno je generiranje ugljikovodika. Vertikalna migracija prema gore je onemogućena zbog nepropusnih naslaga (lapora Vukovar) u krovini matičnih stijena (Slika 19).



Slika 19 Dvodimenzionalni prikaz profila s najvećim plinskim ležištem u modelu i vektorima migracije

Pomoću profila u 2D prikazu dokazalo se blago strukturno zatvaranje ležišta. Također je vidljivo da se kolektorske stijene nalaze ispod matičnih stijena, što je dokaz za migriranje ugljikovodika prema dolje (Slika 19). Na profilu se mogu uočiti značajne debljine lapora u krovini formacije Vukovar, koje onemogućuju vertikalnu propusnost naslaga i migraciju ugljikovodika prema gore. Iz tog razloga, kao što je vidljivo na profilu, migracija se vrši prema dolje (Slika 19). Takav raspored naslaga može biti glavni uzrok izostanka ležišta iznad matičnih stijena. Sve to je dovelo da uslijed primarne i sekundarne migracije, generirani ugljikovodici migriraju su u kolektorske stijene na područjima koja nisu obuhvaćena na istraživanom području, a nalaze se u blizini istražnog područja. Na istraživanom području, vidljivo je da vektori migracije idu prema dolje (Slika 19) te gledajući širu sliku područja migracija se dominantno vrši prema sjeveru i istoku (Slika 20).



Slika 20 Prikaz vektora migracije ugljikovodika i položaj okolnih naftnih i plinskih polja

6. Zaključak

Simulirani trodimenzionalni naftno – geološki model napravljen je za šire područje polja Crnac. Ulazni podaci za model su se temeljili na 2D seizmičkim profilima i podacima iz bušotina.

Kako bi se izradio jednostavni 3D model istraživanog područja bilo je potrebno interpretirati karotažne dijagrame i seizmičke profile prema elektrokarotažnim markerima. Prema interpretiranim EK markerima su izrađeni horizonti i strukturne karte po horizontima. Dobivene strukturne karte nisu u potpunosti vjerodostojne, zbog nedovoljnog broja 2D seizmičkih profila i bušotinskih podataka.

Za pokretanje statičke simulacije modela prvo je raščlanjen i definiran litološki sastav formacija i članova. Prema bušotinskim podacima definirani su elementi naftno – geološkog sustava. Matičnim stijenama pridodane su vrijednosti toplinskog toka i vitritne refleksije. Postavljeni su granični uvjeti koji su u 1D modeliranju simulirani prema vrijednostima vitritne refleksije i temperaturi iz DST mjerenja. Jednodimenzionalnim modeliranjem dobio se detaljniji uvid u termalnu zrelost sedimenata po bušotinama, te se uvidjela promjena temperature s dubinom ovisno u toplinskom toku istraživanog područja.

Dinamičkom trodimenzionalnom simulacijom dobiveni su podaci o generiranju ugljikovodika na istraživanom području. Prema bušotinskim podacima utvrđeno je da su matične stijene lapori bogati organskom tvari Vukovarske formacije, dok su glavne kolektorske stijene brečokonglomerati Vukovarske formacije. Simulacijom je očitana dubina na kojoj stijene ulaze u naftni prozor, koji započinje na dubinama od oko 1900 m. Kolektorske stijene se nalaze u podini matičnih stijena, što je pretpostavka migracije prema dolje. Tipičnih i očekivanih ležišta iznad matičnih stijena nema, što je najvjerojatnije rezultat debelih i nepropusnih izolatorskih stijena u krovini matičnih stijena, koje pripadaju Valpovačkoj formaciji. Bitno je naglasiti da su dobivene vrijednosti generiranih ugljikovodika vjerojatno progresivno simulirane. Od dobivenih vrijednosti jako mala količina je akumulirana u ležištima dobivenim u modelu. Od generiranih ugljikovodika samo oko 10% generiranog volumena ugljikovodika pripada nafti, ostalih 90% volumena je plin što je rezultat i odabranog kinetika. Velika količina ugljikovodika je izgubljena na istraživanom području, čime se može doći do zaključka da postoji mogućnost migracije ugljikovodika u kolektorske stijene koje nisu zahvaćene na istraživanom području. Ta teza se može potvrditi uzevši u obzir brojna ležišta ugljikovodika u bližoj okolici istraživanog područja, ali i po vektorima migriranja ugljikovodika, dobivenim dinamičkom simulacijom modela.

Najveći nedostatak modela je izostanak interpretacije rasjeda, uslijed malog broja ulaznih podataka. Rasjedi koji su mogući putevi migracije, omogućili bi migriranje ugljikovodika u pliće kolektorske stijene. Također, bitno je naglasiti da su uprosječene debljine formacija i njihov litološki sastav, što bi moglo biti ključno na lokalnoj razni.

Dobiveni jednodimenzionalni i trodimenzionalni modeli mogu poslužiti u daljnjem naftno – geološkom istraživanju zapadnog dijela Dravske depresije. Naravno, ključno je znati nedostatke modela kako bi se isti mogli uzeti u obzir prilikom daljnjeg rada. S detaljnijim i brojnijim ulaznim podacima bilo bi jednostavnije definirati rasjede, kao i varijabilni litološki sastav, lateralne promjene ili eventualna lateralna isklinjenja formacija ili slojeva.

7. Literatura

Barić, G (1996): Organic Chemistry in the Rationalization of Oil and Gas Exploration and Production. Zagreb: Geologia Croatica, 1996, str. 191-195 (predavanje, međunarodna recenzija, cjeloviti rad (in extenso), znanstveni)

Barić, G., Maričić, M., Radić, J. (1989): Geochemical correlation of source rocks and oils in southern margins of Pannonian Basin: 14th International Meeting on Organic Geochemistry, Abstract, 218

Csató, I. (1993): Neogene sequences in the Pannonian basin, Hungary. *Tectonophysics*, 226(1-4), 377–400.

Cvetković, M. (2013): Naftnogeološki potencijal i litostratigrafska razradba trećega neogensko-kvartarnoga megaciklusa u Savskoj depresiji, Doktorski rad- Sveučilište u Zagrebu, 193 str.

Cvetković, M., Emanović I., Stopar, A., Slavinić, P. (2018): Petroleum system modeling and assessment of the remaining hydrocarbon potential in the eastern part of Drava Depression, *Interpretation*, 6 (2018), 1; SB11-SB21.

Cvetković, M., Matoš, B., Rukavina, D. Kolenković Močilac, I., Saftić, B., Baketarić, T., Baketarić, M., Vuić, I., Stopar, A., Jarić, A., Paškov, T., (2019): Geoenergy potential of the Croatian part of Pannonian Basin: insights from the reconstruction of the pre-Neogene basement unconformity. *Journal of Maps*, **15**, 2; 651-661.

Ćorić S., Pavelić D., Rögl F., Mandić O., Vrabac S., Avanić R., Jerković L. & Vranjković A. (2009): Revised Middle Miocene datum for initial marine flooding of North Croatian Basins (Pannonian Basin System, Central Paratethys). *Geol. Croatica* 62, 1, 31 – 43.

Hernitz, Z. (1983): Dubinski strukturno-tektonski odnosi u području istočne Slavonije. Disertacija. Rudarsko – geološko – naftni fakultet (1980), Jugosl. komitet svjet. Kogr. Za naftu, „Nafta“, 1.221, Zagreb, 220 str.

Lenkey, L., Dövényi P., Horváth, F., Cloetingh, S.A.P.L. (2002): Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics. -EGU Stephan Mueller Special Publication Series, 3, 29-40.

Lewan, M.D., Ruble, T.E. (2002): Comparison of petroleum generation kinetics by isothermal hydrous and nonisothermal open-system pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 33, 1457-1475.

Lučić, D., Saftić, B., Krizmanić, K., Prelogović, E., Britvić, V., Mesić, I., Tadej, J. (2001): The neogene evolution and hydrocarbon potential of the Pannonian basin in Croatia. *Marine and Petroleum Geology*, 18, 130-174.

Malvić, T. (2006): Middle Miocene depositional model in the Drava depression described by geostatistical porosity and thickness maps (Case study: Stari Gradac-Barcs Nyugat field). *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik*. 18, ???.

Malvić, T., Cvetković, M. (2013): Lithostratigraphic units in the Drava Depression (Croatian and Hungarian parts) – a correlation. *Nafta*, 64, 27–33.

Pavelić, D. (2001): Tectonostratigraphic model for the North Croatian and North Bosnian sector of the Miocene Pannonian Basin System. *Basin Research*, 13(3), 359–376.

Pavelić, D. (2005): Cyclicity in the evolution of the neogene north Croatian basin (Pannonian Basin System). *Developments in Sedimentology*, 273–283.

Pavelić, D. & Kovačić, M. (2018): Sedimentology and stratigraphy of the Neogene rift-type North Croatian Basin (Pannonian Basin System, Croatia): A review. *Marine and Petroleum Geology*, 91, 455-469.

Prelogović, E., Velić, J. (1992): Correlation of Quaternary Sediments and Tectonic Activity of the Eastern Part of the Drava River Depression. *Geologia Croatica*, 45, 151-162.

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 Panonian Basin (northern Croatia and south-western Hungary). *Geologica Croatica*, 65/1, 101-122, Zagreb.

Sweeney, J.J. & Burnham, A.K. (1990): Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics. -AAPG Bulletin, 74, 1559-1570.

Tari, G., Horváth, F., & Rumpler, J. (1992): Styles of extension in the Pannonian Basin. *Tectonophysics*, 208(1-3), 203–219.

Velić, J. (2007): Geologija ležišta nafte i plina. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko – geološko – naftni fakultet, 342. str

Vulama, I. (1994): Source Rock Potential of the Eastern Drava Depression and Some Other Source Rock Localities in Croatia as Evaluated From Well Log Data. *Geologia Croatica*, 47 (2), 205-214.

Wygrala, B. P. (1989): Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, northern Italy. -Doktorski rad, Sveučilište Köln.



KLASA: 602-04/21-01/126
URBROJ: 251-70-03-21-2
U Zagrebu, 05.07.2021.

Andrea Klarić, studentica

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju Vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM: 602-04/21-01/126, UR. BROJ: 251-70-03-21-1 od 27.04.2021. godine priopćujemo temu diplomskog rada koja glasi:

BAZENSKO MODELIRANJE ŠIREG PODRUČJA POLJA CRNAC U ISTOČNOM DIJELU DRAVSKE DEPRESIJE

Za voditelja ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o diplomskom ispitu dr. sc. Marko Cvetković, docent Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta Sveučilišta u Zagrebu.

Voditelj

(potpis)

Doc. dr. sc. Marko Cvetković

(titula, ime i prezime)

**Predsjednik povjerenstva za
završne i diplomske ispite**

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Stanko Ružičić

(titula, ime i prezime)

**Prodekan za nastavu i
studente**

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Dalibor Kuhinek

(titula, ime i prezime)