

Naftnogeološka procjena istočnog dijela Savske depresije postupkom bazenskog modeliranja

Penava, Zvonimir

Master's thesis / Diplomski rad

2018

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:169:827270>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-09-25**



Repository / Repozitorij:

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



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
STUDIJ GEOLOGIJE

NAFTNOGEOLOŠKA PROCJENA ISTOČNOG DIJELA SAVSKE DEPRESIJE
POSTUPKOM BAZENSKOG MODELIRANJA

Diplomski rad

Zvonimir Penava

Zagreb, 2018.

NAFTNOGEOLOŠKA PROCJENA ISTOČNOG DIJELA SAVSKE DEPRESIJE
POSTUPKOM BAZENSKOG MODELIRANJA

Zvonimir Penava

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

Sažetak

Istočni dio Savske depresije predstavlja slabo istraženi prostor s obzirom na broj izrađenih bušotina i snimljenih geofizičkih profila. S obzirom da već u ranoj fazi istraživanja nisu nađene ekonomske količine ugljikovodika, područje je proglašeno kao neperspektivno. Za potrebu reevaluacije područja, načinjena je bazenska analiza koristeći programe Petrel E&P Software Platform 2017 i PetroMod 2017. Prilikom obrade trebalo se služiti i geomatematičkim alatima za procjenu litološkog sastava stijena u međubušotinskom prostoru. Kao rezultat dobio se skroman ugljikovodični potencijal na ovome području, premda zbog manjka podataka nije nužno reprezentativan. Načinjeni model može poslužiti kao osnovica za daljnja istraživanja i razumijevanje potencijala prisutnih ležišta ugljikovodika.

Ključne riječi: Panonski bazen, Savska depresija, bazensko modeliranje

Diplomski rad sadrži: 54 stranice, 38 slika, 3 tablice i 31 referencu

Jezik izvornika: hrvatski

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

Mentor: dr. sc. Marko Cvetković, docent RGNF - a

Ocjenjivači: dr. sc. Marko Cvetković, docent RGNF - a
dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF-a
dr. sc. Davor Pavelić, redoviti profesor RGNF-a

Datum obrane: 14. prosinca, 2018.

EVALUATION OF PETROLEUM GEOLOGY POTENTIAL OF EASTERN PART OF
SAVA DEPRESSION BY BASIN MODELLING

Zvonimir Penava

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum engineering
Department of Geology and Geological engineering
Pierottijeva 6, 10 002 Zagreb

Abstract

Despite of interesting local oil outcrops, the Eastern part of the Sava Depression is not sufficiently explored taking in area consideration relatively poor well and seismic data. Because of week economic assessments in the frame of the hydrocarbon potential, the area was in the early phase of field exploration characterized as unprofitable. For the needs of re-evaluation of the area, basin analysis has been using Petrel E&P Software Platform and PetroMod, computer basin modelling programs. The data analysis required geomathematical tools, such as variograms in order to predict distribution of lithological units between the wells. As a final result, programs yielded mediocrity volumes of hydrocarbons in the area of interest. Since the input parameters were scarce, the results of model should not be considered fully representative. They can rather be used as a basis for future explorations.

Keywords: Pannonian basin, Sava depression, Basin modeling

Thesis contains: 54 pages, 38 figures, 3 tables and 31 references.

Original in: 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 Davor Pavelić, Full Professor

Date of defense: December 14th, 2018.

Veliko hvala mentoru doc. dr. sc. Marku Cvetkoviću na konstruktivnim kritikama i pomoći prilikom izrade ovog diplomskog rada.

Također, htio bih se zahvaliti Ministarstvu zaštite okoliša i energetike i Agenciji za ugljikovodike koji su ustupili podatke za izradu ovog diplomskog rada.

Also, I would like to thank Schlumberger company, for providing academic licenses for PetroMod 2017 and Petrel 2017 software, without which this kind of thesys wouldn't be possible.

SADRŽAJ:

1. UVOD	1
2. GEOGRAFSKI POLOŽAJ ISTRAŽIVANOGA PODRUČJA	2
3. REGIONALNI GEOLOŠKI ODNOSI	3
3.1. Sjevernohrvatski bazen kao dio Panonskog bazenskog sustava.....	3
3.2. Strukturno-taložni odnosi u Savskoj depresiji u Hrvatskom dijelu Panonskog bazenskog sustava.....	5
3.3. Stratigrafski odnosi u Savskoj depresiji.....	6
3.4. Prvi sedimentacijski megaciklus i faza otvaranja (18,3-11,5 mil. godina).....	8
3.5. Drugi sedimentacijski megaciklus i faza termalne subsidencije (11,5-5,6 mil. godina)	9
3.6. Treći sedimentacijski megaciklus i faza inverzije (5,6-0)	10
3.7. Svojstva matičnih stijena na području Savske depresije.....	11
4. METODOLOGIJA	15
4.1. Teoretske osnove bazenskog modeliranja	15
4.2. Matematičke osnove	16
4.3. Ulazni podaci	16
4.4. Granični uvjeti	18
4.5. Priprema strukturnog modela u programu Schlumberger Petrel	23
4.6. Bušotina IS – 1	24
4.7. Bušotina IS – 2.....	26
4.8. Bušotina IS – 3.....	28
4.9. Statistička obrada podataka.....	30
4.10. Izvoz modela iz programa Petrel u PetroMod.....	35
4.11. Obrada modela u PetroMod-u	36
5. REZULTATI	41
6. DISKUSIJA	47
7. ZAKLJUČAK	51
8. LITERATURA	52

POPIS SLIKA:

Slika 1. Prikaz područja istraživanja (preuzeto sa Google Earth-a; modificirano u programu Adobe Illustrator).	2
Slika 2a (lijevo) i 2b (desno). 2a - Shematski profil subdukcije Europske ploče (preuzeto iz Royden i dr., 1983). 2b - Prikaz tektono-stratigrafskih jedinica na području Panonskog bazena i njihove lateralne ekstruzije (prema Schmid i dr., 2008).	3
Slika 3. Karta rekonstrukcije položaja Centralnog Paratetisa u geološkoj prošlosti (Rögl, 1998).	4
Slika 4. Karta prikaza rasjeda, podloge neogena i neogenske ispune na području Sjevernohrvatskog bazena (preuzeto iz Pavelić i Kovačić, 2018).	6
Slika 5. Modificirani litostratigrafski stup Sjevernohrvatskog bazena (Pavelić i Kovačić, 2018). Na slici su dodane granice formacija i EK – markeri na području Savske depresije. Također su prikazani sedimentacijski okoliši i dubina mora u geološkoj prošlosti.	7
Slika 6. Modificirani prikaz taložnog razvoja prvog sedimentacijskog megaciklusa Sjevernohrvatskog bazena (prema Pavelić i Kovačić, 2018).	9
Slika 7. Modificirani prikaz drugog i trećeg sedimentacijskog megaciklusa na prostoru Sjevernohrvatskog bazena (prema Pavelić i Kovačić, 2018).	11
Slika 8. Prikaz četiri modela anoksičnih okoliša pogodnih za akumulaciju ugljikovodika (prema Selley, 1998).	12
Slika 9. Prikaz računalne obrade podataka pomoću ćelija (preuzeto s help.rockware.com).	16
Slika 10. Prikaz principa korištenja kinetika u bazenskom modeliranju (preuzeto iz Tissot, 1984).	18
Slika 11. Prikaz ovisnosti SWI - temperature o dubini i geografskoj širini (preuzeto iz Kaureauf, 2009).	20
Slika 12. Prikaz autoSWIT parametra kroz geološko vrijeme i u odnosu na geografsku širinu u programu PetroMod (prema Wygrala, 1989).	20
Slika 13. Hodogram ulaznih podataka za obradu i sam postupak simulacije računalnog programa PetroMod (prema Matlak Al – Hajeri i drugi, 2009).	22
Slika 14. Prikaz istraživanog područja s označenim lokacijama bušotina načinjen u Google Earthu i modificiran u programu Adobe Illustrator.	23
Slika 15. Profil bušotine Istočna Sava s naznačenim stratigrafskim jedinicama i EK – markerima.	25
Slika 16. Profil bušotine Istočna Sava s naznačenim stratigrafskim jedinicama i EK – markerima.	27
Slika 17. Profil bušotine Istočna Sava s naznačenim stratigrafskim jedinicama i EK – markerima.	29
Slika 18 a i b. Prikaz korelacije između parova podataka. Slika a prikazuje slabu prostornu povezanost podataka dok slika b pokazuje snažnu prostornu povezanost parova podataka (preuzeto iz McKillup, 2010).	31
Slika 19. Variogram konstruiran u programu Petrel.	32
Slika 20. Histogram načinjen u programu Petrel koji prikazuje udjele litoloških sastava u modelu između iskartiranih horizonata PN _g i PPa.	34

Slika 21. Histogram načinjen u programu Petrel koji prikazuje udjele litoloških sastava u modelu između horizonata PPa i PPiQ.....	34
Slika 22. Histogram načinjen u programu Petrel koji prikazuje udjele litoloških sastava u modelu između horizonata PPiQ i morfologija.	35
Slika 23. Hodogram koji prikazuje niz postupaka potrebnih za izvoz modela iz programa Petrel u PetroMod (preuzeto iz Silva, 2012).	36
Slika 24. Karta prikaza recentnog toplinskog toka na području Panonskog bazena. Crvena izoterma pokazuje vrijednost od 70 mW/m ² na području Savske depresije (preuzeto iz Lenkey i dr., 2002).	37
Slika 25. Grafikon prikaza kretanja vrijednosti toplinskog toka kroz geološku.	38
Slika 26. Grafikon prikaza dubine mora kroz geološku prošlost.	39
Slika 27. Trodimenzionalni prikaz modela Savske depresije konstruiranog u programu Petrel i izveženog u PetroMod na daljnju obradu.	41
Slika 28. Trodimenzionalni prikaz rasprostranjenosti matičnih stijena srednjeg i mlađeg miocena.....	42
Slika 29. Poprečni profil područja konstruiran s namjerom da se ekstrakcijom dobije uvid u strukture u podzemlju.	42
Slika 30. Uzdužni profil 1 - 1' dobiven ekstrakcijom iz 3D - modela.	43
Slika 31. Uzdužni profil 1 – 1' s prikazanim faktorom pretvorbe za matične stijene i ugljen.	44
Slika 32. Poprečni profil 1 - 1' s prikazom smještaja matičnih stijena srednjeg i gornjeg miocena u odnosu na vrijednosti vitrinitne refleksije.....	44
Slika 33. Trodimenzionalni prikaz potencijalnih ležišta ugljikovodika prema izračunima programa PetroMod.	45
Slika 34. Trodimenzionalni prikaz potencijalnih ležišta ugljikovodika u erozijskom intervalu prema izračunima programa PetroMod.	45
Slika 35. Prikaz ovisnosti temperature o dubini podzemlja.	48
Slika 36. Prikaz povijesti zalijeganja formacija na području Savske depresije u odnosu na vrijednosti vitrinitne refleksije.....	49
Slika 37. Prikaz slijeda događaja naftnogeološkog sustava za bušotinu IS_3.	50
Slika 38. Prikaz slijeda događaja naftnogeološkog sustava za bušotinu IS_1.	50

POPIS TABLICA:

Tablica 1: Ulazne vrijednosti toplinskog toka kroz geološku prošlost do danas.....	38
Tablica 2. Ulazne vrijednosti dubine mora u geološkoj prošlosti.	39
Tablica 3. Prikaz volumena akumulirane nafte u simuliranom modelu.	46

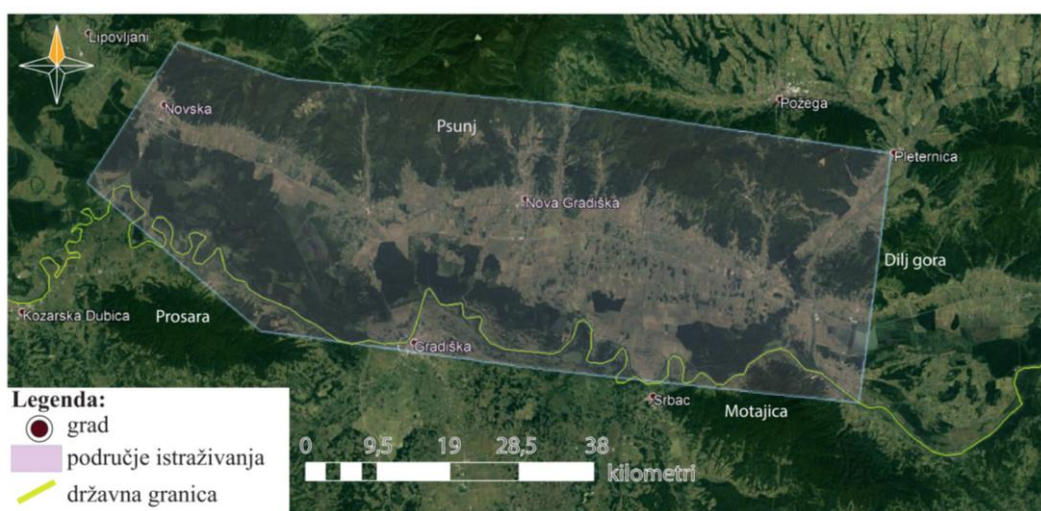
1. UVOD

Istraživanja istočnog dijela Savske depresije počela su 70-ih godina prošloga stoljeća nakon pozitivnih otkrića u njezinom zapadnom dijelu. Područje je bilo zanimljivo i smatralo se perspektivnim zbog pronađenih izdanaka matičnih stijena te lokalno smještenih površinskih izdanaka ugljikovodika. Područje je krajem 80-ih godina na temelju bušotinskih i seizmičkih istraživanja otpisano te okarakterizirano kao nerentabilno (INA d. d., 1983) spram naftnogeološkog potencijala te se pristupilo programskim metodama procjenjivanja perspektivnosti područja. Na temelju položaja EK markera i repera iz 12 bušotina i interpretiranih seizmičkih profila (Rukavina, 2015) definirana su tri stratigrafska horizonta koji su predstavljali osnovicu za izradu modela u programu Petrel. Litološki sastav je duž kanala bušotine definiran na temelju podataka iz opisa jezgara i fragmenata iz isplake, a prostorni mu je raspored procijenjen stohastičkim simulacijama. Izvozom tako dobivenog modela u program PetroMod, litološkim komponentama pridodani su elementi naftnogeološkog sustava (*engl. PSE – Petroleum System Elements*), granični uvjeti (*engl. Boundary conditions*), vrijednosti ugljika organskog podrijetla (*engl. TOC – Total Organic Carbon*) te je pokrenuta dinamička simulacija kojom su dobivene vrijednosti temperature, tlaka, vitritne refleksije, faktora pretvorbe te je procijenjen volumen akumuliranih ugljikovodika što predstavlja cilj ovog istraživanja.

2. GEOGRAFSKI POLOŽAJ ISTRAŽIVANOGA PODRUČJA

Istraživano područje nalazi se na istočnom dijelu Savske depresije i pripada hrvatskom dijelu Panonskog bazena (Slika 1). Omeđeno je gradovima Novskom na zapadu, Pleternicom na istoku te Bosanskom Gradiškom na jugu. Južni obronci Psunja, Požeške gore te zapadni obronci Dilj gore, predstavljaju granice istraživanja na sjeveru i istoku. Južna granica, koja zahvaća i sjevernobosanski dio, omeđena je sjevernim obroncima planina Prosare i Motajice. Prema uvjetno homogenoj geografskoj regionalizaciji Hrvatske, zahvaćena područja pripadaju istočnom peripanonskom prostoru i to dijelovima Slavenskog Polonja i Zapadne-srednjoslavonske-novogradiške Posavine. Područje je ravničarsko, uz rijeku Savu i njezine pritoke Unu, Orljavu, Vrbas te se lagano uzdiže prema rubovima istražnog prostora. Dominantne šumske zajednice zastupljene su hrastom kitnjakom i običnim grabom s pojavom hrasta lužnjaka, tj. lužnjakovim šumama na poplavnim ravninama te bukovim šumama u gorju.

Područje Savske depresije ima kontinentalnu klimu koja je posljedica geografske širine i smještaja u Panonskoj nizini. Iako je riječ o umjerenoj toploj vlažnoj klimi s toplim ljetom, s naglašenim značajkama kontinentalnosti, istaknuta je prijelaznost s umjerene vlažnosti prema manjoj vlažnosti od zapada prema istoku (Magaš, 2013). Temperature u srpnju su slične kao i na Mediteranu (20-24 °C), dok su zime hladne s temperaturama u prosjeku od 0 do 2 °C, sa čestim temperaturnim inverzijama. Srednja godišnja količina padalina je 700-800 mm (Crkvenčić, 1975).



Slika 1. Prikaz područja istraživanja (preuzeto sa Google Earth-a; modificirano u programu Adobe Illustrator).

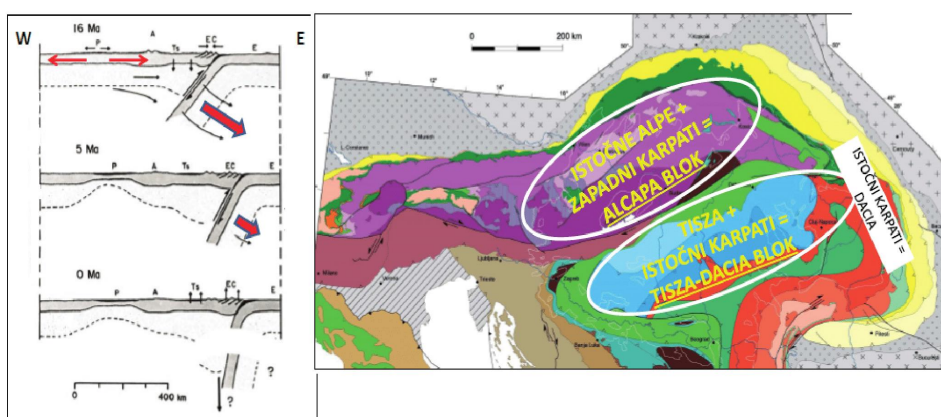
3. REGIONALNI GEOLOŠKI ODNOSI

Panonski bazenski sustav okružen je Karpatima na sjeveru i istoku, Dinaridima i južnim Karpatima na jugu te istočnim Alpama na zapadu, a proteže se unutar granica Hrvatske, Mađarske, Rumunjske, Srbije i Crne Gore te manjim dijelom i Austrije, Slovačke, Ukrajine, BiH, Slovenije i Poljske (Dolton, 2006).

3.1. Sjevernohrvatski bazen kao dio Panonskog bazenskog sustava

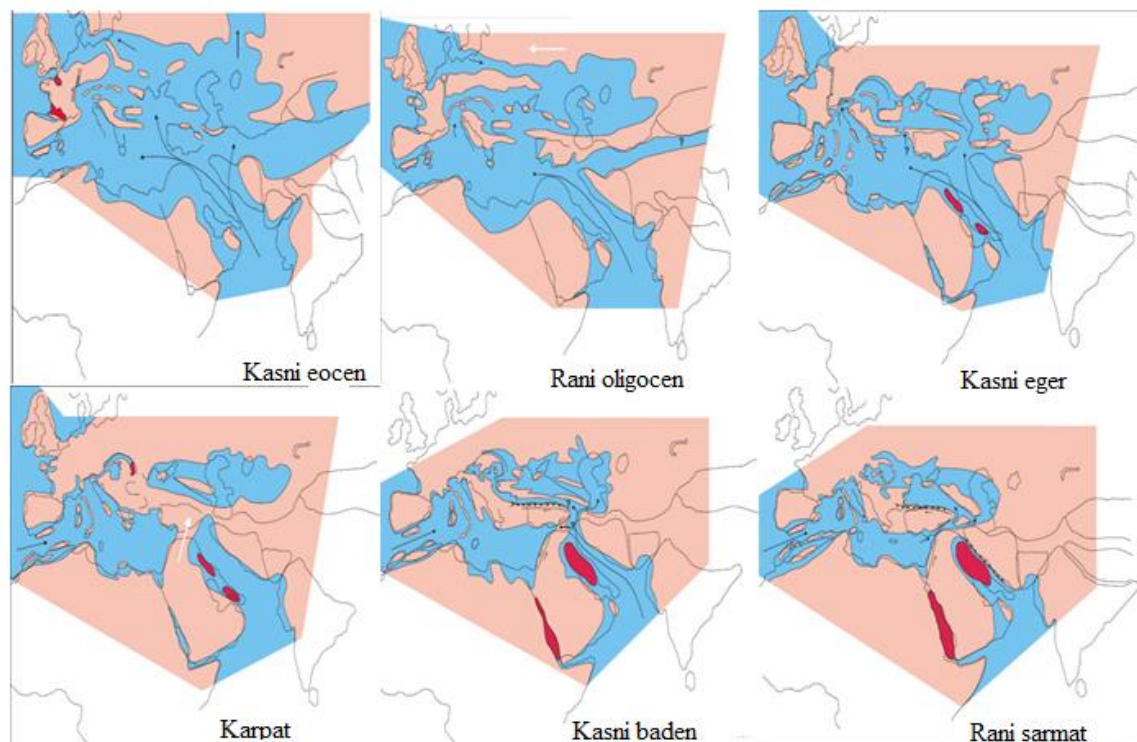
Sjevernohrvatski bazen (SHB) predstavlja manje područje sjeverne Hrvatske i JZ je dio Panonskog bazenskog sustava (PBS) koji pripada skupini zalučnih (*engl. back – arc*) bazena čije je formiranje započelo u razdoblju ranog miocena, subdukcijom Euroazijskog dijela ploče pod koru panonskog fragmenta (Pavelić i Kovačić, 2018). PBS, geološki gledano, većinski pokriva područje Europske ploče, a manjim dijelom prostoru Unutarnjih Dinarida, dok paleogeografski pripada Središnjem Paratetisu. Njegov postanak predstavlja složenu tektonsku evoluciju kroz geološku prošlost, kojoj su pridonijela dva važna geodinamska procesa (Tomljenović, 2018):

1. Subdukcija Europske ploče pod Karpate (Slika 2a) u smjeru zapada uz istovremeno povlačenje prema istoku (*engl. slab roll – back*) i
2. Lateralna ekstruzija tektono-stratigrafskih jedinica Istočnih Alpa i Tisa-Dacia bloka od kraja oligocena i tijekom miocena iz zone kolizije Jadranske i Europske ploče (Slika 2b).



Slika 2a (lijevo) i 2b (desno). 2a - Shematski profil subdukcije Europske ploče (preuzeto iz Royden i dr., 1983). 2b - Prikaz tektono-stratigrafskih jedinica na području Panonskog bazena i njihove lateralne ekstruzije (prema Schmid i dr., 2008).

Nakon razdvajanja velikog Tetiskog oceana, preciznije njegovog zapadnog dijela na Mediteran i Paratetis, na prijelazu iz eocena u oligocen, veliki dio Hrvatske postao je kopneni prostor (Pavelić i Kovačić, 2018). Na tome području razvila su se dva bazena: Bazen Hrvatskog zagorja i već spomenuti Sjevernohrvatski bazen (SHB) u kojima se isti donjomiocenski i djelomice srednjomiocenski sedimentacijski događaji nisu odvijali istovremeno. Tijekom miocena, morska veza između Centralnog Paratetisa te Indo-Pacifičkog oceana je uspostavljena i prekidana, što je omogućilo taloženje velikog spektra različitih sedimenata: riječnih, jezerskih, marinskih. Konačna izolacija Centralnog Paratetisa nastupila je prije 11,6 mil. godina, kada se formiralo Panonsko jezero. Razvoj SHB-a tako je snažno bio uvjetovan vanjskim procesima koji uključuju tektoniku, vulkanizam, klimatske promjene te eustatska kolebanja (Pavelić i Kovačić, 2018). Rekonstrukcija položaja mora na području bazena od kasnog eocena do ranog sarmata prikazana je prema Röglu (1998) Slikom 3.



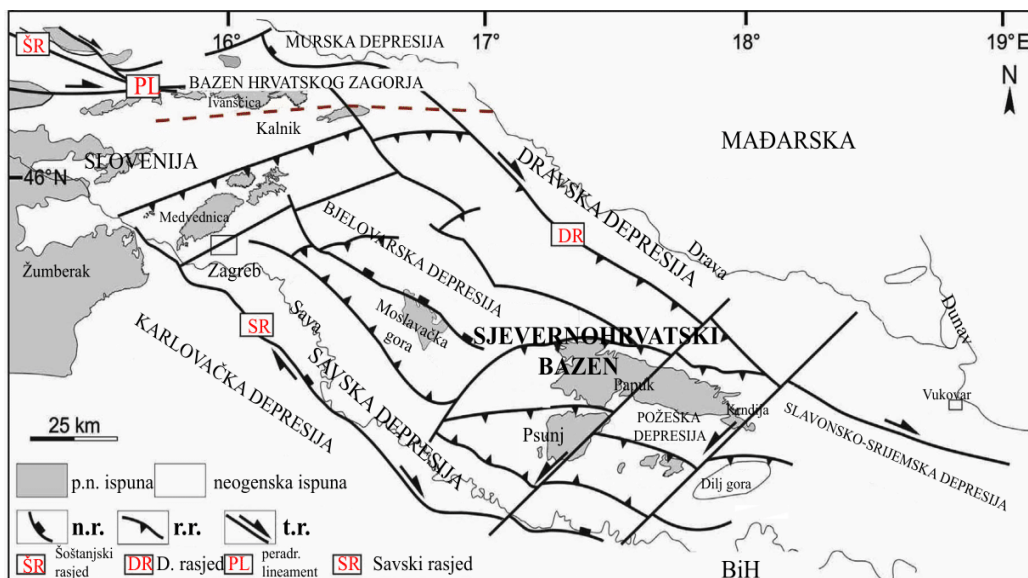
Slika 3. Karta rekonstrukcije položaja Centralnog Paratetisa u geološkoj prošlosti (Rögl, 1998).

Razvoj SHB-a može se razlučiti u dvije glavne faze. To su sin-riftna faza koja je bila obilježena ekstenzijom u bazenu pri čemu je dolazilo do uzdizanja astenosfere i stanjivanja

kore te izostatskim slijeganjem bazena. Druga, postriftna faza je bila obilježena slijeganjem bazena uslijed hlađenja litosfere. Tijekom prve faze razvoja uslijed ekstenzijske tektonike, djelovanjem listričkih rasjeda formirane su 4 polu-grabenske strukture s razlučenim manjim bazenima, te su nastala Dravska, Bjelovarska, Karlovačka i Savska depresija (Pavelić i Kovačić, 2018), što je prikazano Slikom 4.

3.2. Strukturno-taložni odnosi u Savskoj depresiji u Hrvatskom dijelu Panonskog bazenskog sustava

Savska depresija kao izabrano područje istraživanja smještena je na jugo-zapadnom dijelu HPBS-a (Hrvatskog djela Panonskog bazenskog sustava), tj. uz sam rub Panonskog bazenskog sustava. Omeđena je Medvednicom i Žumberačkom gorom na sjevero-zapadu, Moslavačkom gorom na sjeveru, Papukom i Krndijom na sjevero-istoku te Petrovom gorom na jug-jugozapadu. Na sjeveru graniči s Dravskom depresijom, a na istoku je omeđena Dilj gorom i Slavonsko-Srijemskom depresijom. Na Slici 4 se vidi omeđenost velikim desnim transkurentnim Savskim rasjedom na jugu koji se pruža pravcem SZ-JI, uzduž doline rijeke Save, a na SI je ograničena reversnim rasjedom koji se pruža uzduž depresije i Moslavačke gore također pružanja SI. Unutar neogenske ispune, koja u središnjem dijelu depresije doseže debljinu do 5000 m, razlučeno je šest formacija, od kojih se u pet nalaze ležišta ugljikovodika, osim u najmlađoj formaciji Lonja koja predstavlja naslage pliocena i kvartara (Velić, 2007). Na Slici 4 prikazana su područja neogenske ispune Sjevernohrvatskog bazena. Naslage paleogena i neogena podijeljene su u tri sedimentacijska megaciklusa koji su analogni trima glavnim fazama razvoja bazena i imaju trajanje između 5,6 i 6,8 mil. godina. Svaki pojedinačni megaciklus odijeljen je izraženom diskordancijom (Saftić i dr., 2003).



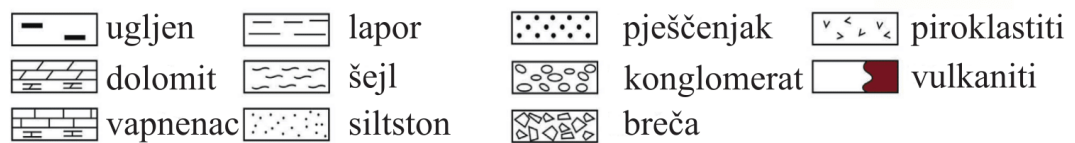
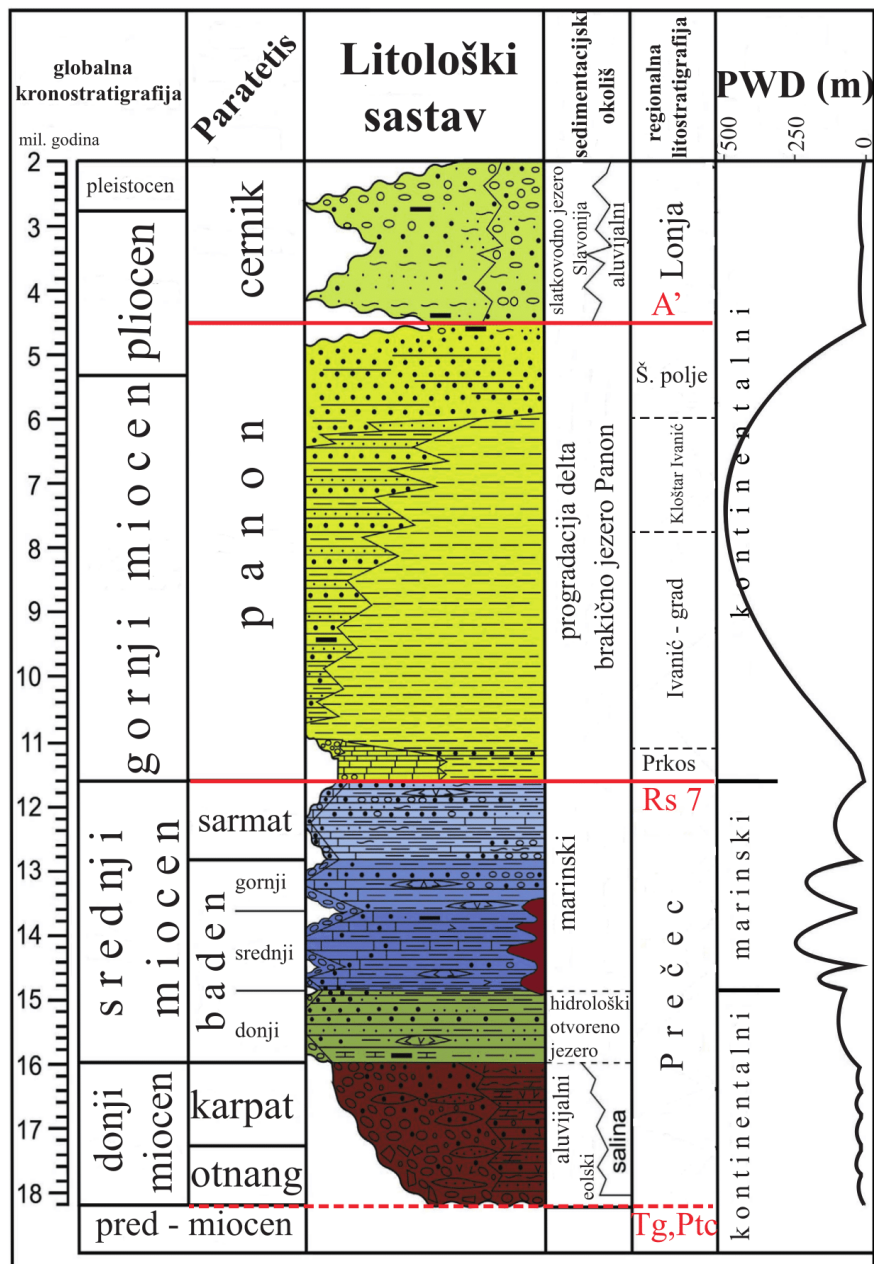
Slika 4. Karta prikaza rasjeda, podloge neogena i neogenske ispune na području Sjevernohrvatskog bazena (preuzeto iz Pavelić i Kovačić, 2018).

3.3. Stratigrafski odnosi u Savskoj depresiji

Stijenski kompleksi unutar Savske depresije mogu se na osnovi tektono – taložnog razvoja podijeliti u dvije velike grupe:

1. Magmatsko-metamorfni kompleks i manjim dijelom sedimenti paleozojske i mezozojske starosti
2. Sedimentni pokrov (bazenska ispuna) kojeg čine stijene tercijara (pretežno neogena) i kvartara. Predtercijarnu podlogu karakterizira velika strukturno-tektonska kompleksnost-naboranost, izlomljenost i metamorfizam, te litološka raznolikost (Velić, 2007).

Stratigrafski slijed modificiran je prema Pavelić i Kovačić (2018) gdje su dodani regionalni EK – markeri Tg/Ptc, Rs7 i a' (označeni crvenim linijama) koji imaju karakterističan i lako prepoznatljiv ocrtni na krivuljama otpornosti na karotažnom dijagramu (Slika 5). Prikazane su i neformalne litostratigrafske jedinice ranga formacije za područje Savske depresije. Zadnja kolona predstavlja dubinu mora u geološkoj prošlosti (*engl. PWD - Paleo Water Depth*) koja će biti detaljnije opisana u sljedećim poglavljima.



Slika 5. Modificirani litostratigrafski stup Sjevernohrvatskog bazena (Pavelić i Kovačić, 2018). Na slici su dodane granice formacija i EK – markeri na području Savske depresije. Također su prikazani sedimentacijski okoliši i dubina mora u geološkoj prošlosti.

3.4. Prvi sedimentacijski megaciklus i faza otvaranja (18,3-11,5 mil. godina)

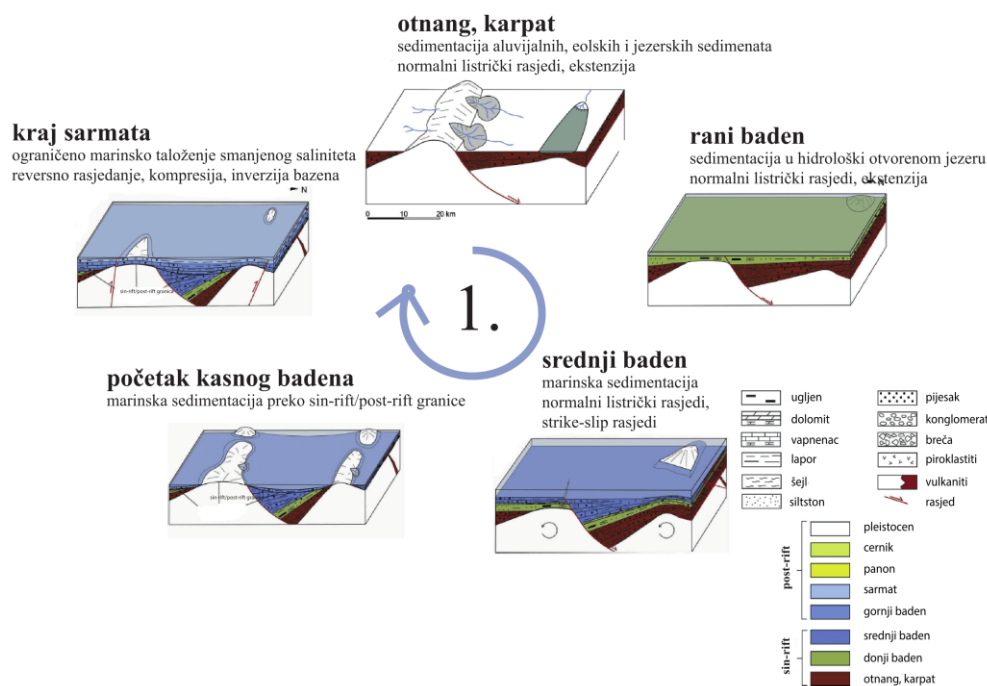
Prvi sedimentacijski megaciklus trajao je od početka otnanga pa sve do kraja sarmata te obuhvaća sinriftnu fazu u razvoju bazena i početak postriftne faze (Saftić i dr., 2003). To je faza širenja i otvaranja bazena te kako je već spomenuto, dolazi do stanjivanja kore uslijed izdizanja astenosfere. Marinska transgresija je samo lokalno zahvatila područja te su donjomiocenski sedimenti mjestimično taloženi, a prvi miocenski sedimenti su na različitim mjestima, različitih starosti (Malvić i Saftić, 2008). Glavni utjecaj na geomorfološki razvoj terena imali su transpresijski (*engl. strike-slip*) rasjedi i listrički rasjedi. Kao pravi početak sedimentacije ovog prvog neogenskog sedimentacijskog ciklusa može se smatrati otnang, jer se tijekom egera i egenburga taloženje odvijalo samo na malim, prostorno ograničenim dijelovima, primjerice u Murskoj depresiji tj. u malim bazenima Hrvatskog zagorja i u najzapadnijim zonama Dravske depresije, dakle uz krajnji jugozapadni rub Panonskog bazena gdje su nastajale najranije lokalne subsidencije (Velić, 2007). Glavnina sedimentacije tijekom razdoblja otnang-karpat odvijala se na kontinentalnim sedimentacijskim površinama. Okarakterizirana je dominacijom krupnih klastita nad sitnozrnatim s lateralnim i vertikalnim alteracijama facijesa. Krupni klastiti predstavljaju breče i konglomerate koje sadrže uklopke sitnozrnatih pijesaka i siltova te su različitog stupnja konsolidacije (Pavelić i Kovačić, 2018). Ovi sedimenti taloženi su u aluvijalnim lepezama tijekom otnanga te prelaze početkom badena u slatkovodne jezerske sa šejlovima i siltitima te sporadično sadrže konglomerate i turbidite, a zatim i u marinske u srednjem badenu, kada je uspostavljena veza s morem (Pavelić i Kovačić, 2018).

Srednji baden označen je s dva transgresivno-regresivna ciklusa lokalnog karaktera koji su istaložili oko 600 m naslaga. Kraj prvog ciklusa pokazuje sekvenciju pokrupnjavanja prema gore s istaloženim biokalkarenitima i konglomeratima dok drugi ciklus ima istu sukcesiju naslaga samo s većim udjelom kalcitične komponente (Pavelić i Kovačić, 2018).

Kasni baden koji je započeo prije 13,4 mil. godina, zahvaća početak post-riftne faze i okarakteriziran je podizanjem morske razine te je ovaj transgresivni događaj bio regionalnog karaktera. Naslage taložene unutar ovog transgresivno-regresivnog ciklusa sadrže konglomerate, algalne vapnence i lapore (Pavelić i Kovačić, 2018).

Sarmatske taložine debljine su otprilike 150 m i nastale su unutar transgresivno-regresivnog ciklusa. Tijekom regresije novoformirani arhipelazi su bili pod utjecajem erozije, što je

rezultiralo taloženjem kalkarenita i vapnenaca. Tijekom transgresije taložili su se masivni lapori te pijesci mehanizmom gravitacijskih tokova. Također, nazočnost bentonitnih glina u vrlo manjim količinama, koji su nastali alteracijom iz vulkanskog stakla, upućuje na naglo smanjenje vulkanske aktivnosti koja je karakteristična za ranu post-riftnu fazu u postanku HPBS-a. Prvi sedimentacijski ciklus i taložna rekonstrukcija prikazane su na Slici 6 prema Paveliću i Kovačiću, (2018).



Slika 6. Modificirani prikaz taložnog razvoja prvog sedimentacijskog megaciklusa Sjevernohrvatskog bazena (prema Pavelić i Kovačić, 2018).

U Savskoj depresiji tako je ovim prvim sedimentacijskim megaciklusom formirana formacija Prečec koja, se pretežito sastoji od izrazito heterogenih klastičnih taložina. Debljina ovih sedimenata može varirati na udaljenosti od 3-4 km više od 2000 m, ovisno o iznosu brzine sedimentacije aluvijalnih lepeza (Malvić i Velić, 2005).

3.5. Drugi sedimentacijski megaciklus i faza termalne subsidencije (11,5-5,6 mil. godina)

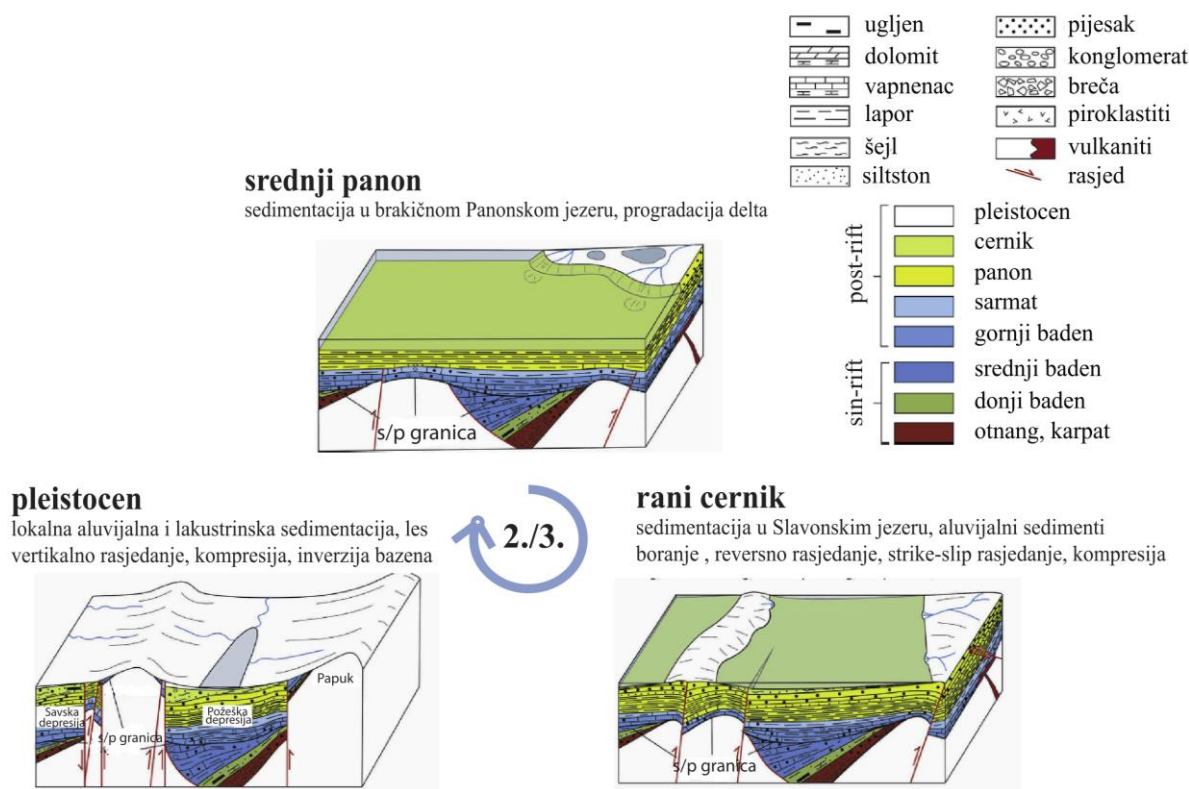
Drugi sedimentacijski megaciklus trajao je za vrijeme razdoblja panona i ponta (oko 5,9 mil. godina) premda je prema (Pavelić i Kovačić, 2018) takva podjela netočna iz razloga što je školjka *Paradacna abichi*, koja je smatrana kao fosilni marker za donji pont

pogrešno smještena, jer je starija od razdoblja mlađeg pontaa (novoodređena starost smješta je u razdoblje 6,04-5,60 mil. godina). Kako bi se izbjegle daljnje pogrešne korelacije, pont kao geološko razdoblje je izbačen iz regionalne stratigrafske nomenklature Panonskog bazenskog sustava. To je posljedično uzrokovalo da su *Abichi* i *Rhomboidea* naslage koje su pripadale razdoblju mlađeg i kasnijeg pontaa smještene u razdoblje gornjeg panona zajedno s *Croatica* i *Banatica* naslagama.

Razdoblje panona je okarakterizirano izolacijom Panonskog bazenskog sustava i obuhvaća post-riftnu fazu u razvoju bazena. Stariji dio naslaga taložio se u brakičnim uvjetima, dok se mlađi dio taložio u slatkovodnom jezerskom okolišu. Sama sedimentacija uvjetovana je transgresivno-regresivnim ciklusom. Alpe su bile izvorišno područje detritičnog materijala, a najveći dio materijala unesen je u pojedine depresije turbiditnim strujama i deltama (Velić, 2007). Debljina naslaga drugog megaciklusa u Savskoj depresiji iznosi oko 2000 m (Saftić, 2003). Najstarije naslage megaciklusa uključuju tanko uslojene vapnence s mjestimično istaloženim naslagama lapora, pijeska i konglomerata (*Croatica* naslage) a iznad prevladava jednoličan slijed pješćanih/pješćenjačkih, siltnih i laporovitih tijela, koja su međusobno vezana prijelaznim varijetetima od siltnih pješćenjaka do siltnih lapora (Velić, 2007). Litostratigrafski, II. megaciklus se može raščlaniti na formacije Prkos, Ivanić-Grad, Kloštar Ivanić i Široko Polje (Saftić i dr., 2003).

3.6. Treći sedimentacijski megaciklus i faza inverzije (5,6-0)

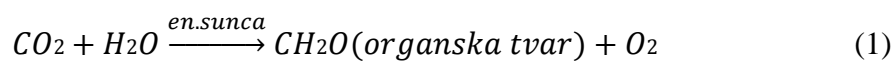
Treći sedimentacijski ciklus trajao je od razdoblja gornjeg panona te kroz cernik (razdoblje pliocena i ranog pleistocena, Pavelić i Kovačić, 2018), pleistocen i holocen. Ukupno je taloženje trajalo otprilike 5,6 mil. godina te je ovo razdoblje označeno reaktivacijom tektonske aktivnosti nakon relativno mirnog razdoblja i promjene režima naprežanja iz ekstenzijskog u kompresijski na području cijelog bazena. Debljina bazenske ispune trećeg megaciklusa u Savskoj depresiji iznosi oko 1500 m (Cvetković, 2013), a u istočnom do 1000 m (Saftić, 2003). Taložni okoliši su riječni, močvarni, jezerski i eolski te se poprilično razlikuju od naslaga u prethodna dva megaciklusa. Izgrađen je od sivih, slabo vezanih pijesaka i glina koje mjestimično sadrže slojeve lignita. Završava šljuncima, praporima i rastresitim površinskim pokrivačem (Velić, 2007). Sedimentacija se odvijala pretežito u kopnenim okolišima te se litostratigrafski svrstava u formaciju Lonja. Model sedimentacijskog razvoja II. i III. megaciklusa prikazan je na Slici 7.



Slika 7. Modificirani prikaz drugog i trećeg sedimentacijskog megaciklusa na prostoru Sjevernohrvatskog bazena (prema Pavelić i Kovačić, 2018).

3.7. Svojstva matičnih stijena na području Savske depresije

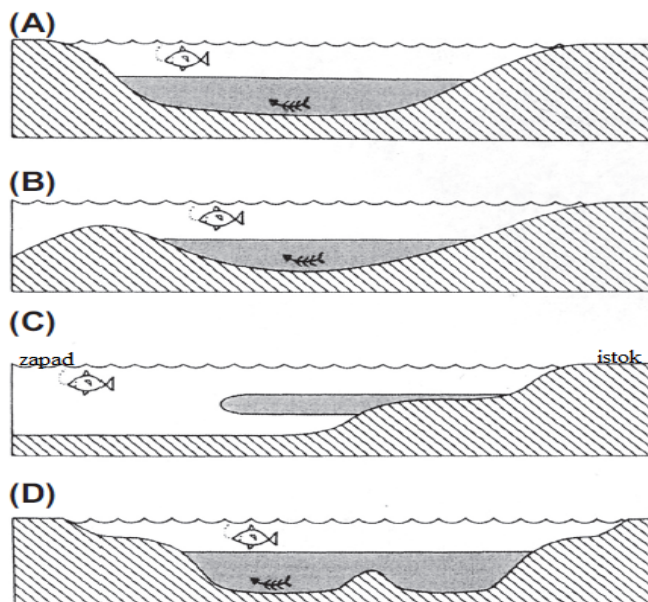
Matične stijene su stijene koje u fazi svoje termalne zrelosti imaju mogućnost generiranja ugljikovodika. To su guste, kompaktne sedimentne stijene, često laminirane, tamno-sive do crne boje s udjelom organskog ugljika većim od 0,5 %. Većinu organske tvari matična stijena dobiva iz fitoplanktona (oko 90 %), među koje spadaju dijatomeje, dinoflagelate, cijanobakterije i nanoplankton (Velić, 2007). Glavni proces kojim započinje kruženje ugljika u prirodi je fotosinteza, reakcija u kojoj se niskoenergični ugljikov dioksid uz prisustvo vode pretvara u visokoenergične ugljikohidrate osnovne formule $C_n(H_2O)_n$ poput glukoze i njenih polimera celuloze i hitina koji su sadržani u životinjama i biljkama a prikazani su kemijskom jednadžbom (1). Proizvodnja organske materije ne ovisi o količini vode i ugljikovog dioksida, nego o dostupnosti nutrijenata među kojima su najbitniji fosfor (P) i dušik (N) (Bjørlykke, 2010).



Godišnja proizvodnja ugljika iz organske materije iznosi otprilike 5×10^{10} tona godišnje a samo mali dio tog ugljika (otprilike 0,4 %) se izdvaja iz sustava kruženja u prirodi kao

posljedica taloženja u anoksičnim ili jako anoksičnim uvjetima sa više od 0,5 ml/L O₂ (Tyson i Pearson, 1991). Važno je naglasiti da oceani s velikom proizvodnjom organske tvari ne moraju biti mjesta gdje će se istaložiti najveće matičnih stijena. Kvalitetni anaerobni uvjeti za proizvodnju nafte ovise o uvjetima na dnu bazena i o brzini sedimentacije (Selley, 1998). Četiri anoksična okoliša (modela) pogodna za akumulaciju ugljikovodika (Slika 8):

1. Slatkovodna jezera s toplim i rjeđim slojem vode pri površini i gušćim, hladnim slojem vode pri dnu bazena bez kisika gdje ne dolazi do procesa fotosinteze zbog nedostupnosti sunčeve energije. Do stratifikacije dolazi uslijed razlike u temperaturi.
2. Izolirana jezera poput laguna i zaljeva gdje razlika u salinitetu mora donjeg i gornjeg dijela bazena stvara anoksične uvjete uslijed evaporacije. Do stratifikacije dolazi uslijed promjene u salinitetu.
3. Kontinentalni šelf s uzlaznim strujama s anoksičnom zonom između 200 i 1500 m.
4. Anoksični događaj unutar bazena koji je globalnog karaktera jer se smatra da su u geološkoj prošlosti bila manje intenzivna strujanja i opskrbljivanja velikih oceana kisikom.



Slika 8. Prikaz četiri modela anoksičnih okoliša pogodnih za akumulaciju ugljikovodika (prema Selley, 1998).

Organska tvar koja se istaložila neće biti zahvaćena procesom oksidacije i bio-razgradnje. Idealna brzina sedimentacije za formiranje kvalitetnih matičnih stijena procijenjena je na 10-100 mm/1000 god. (Bjørlykke, 2010). Već tijekom taloženja dolazi do promjena organske tvari. Prvotni proces, **dijageneza**, se odvija pri niskim temperaturama i na malim dubinama kemijskim i biološkim reakcijama. Tijekom dijageneze, dolazi do formiranja kompleksnih molekula među kojima je i kerogen koji predstavlja skup organskih molekula netopivih u običnim organskim otapalima te se smanjuje udio kisika. Veći dio, 90 % kerogena nalazi se u matičnim stijenama, a samo se mali dio koji se zove bitumen pretvara u naftu i plin procesom **katageneze** (Velić, 2007). Ona predstavlja proces koji se počinje odvijati na temperaturama od 80-90 °C i pri dubinama od 2-3 km. Porastom temperature, napretkom zalijeganja i dostizanja naftnog prozora ($T=100-140$ °C) i pri dubinama od 3-4 km, s normalnim geotermalnim gradijentom (30-40 °C/km), sve više dugolančanih molekula se slama u manje procesom koji se zove krekiranje te dolazi do generiranja sve veće količine ugljikovodika (Bjørlykke, 2010). Kako katageneza napreduje s porastom dubine i temperature koji su uz geološko vrijeme dva najvažnija faktora za formiranje ugljikovodika dolazimo do procesa **metageneze** gdje se iz već formiranih ugljikovodika, zaostalog u matičnim stijenama, formiraju male molekule plina.

Matične stijene Savske depresije prema istraživanjima sadrže kerogen tipa II koji ima dobar ugljikovodični potencijal koji je nastao iz više različitih izvora poput morskih algi, polena, spora i fosilnih smola. Nalazi se u morskim taložinama nastalim u reduktivnim uvjetima (Velić, 2007). U Savskoj depresiji povezujemo ga s dubljim dijelovima depresije, anoksičnim stagnirajućim uvjetima s postupnim prijelazom iz marinskog okoliša koji je prevladavao u razdoblju badena i sarmata (srednji miocen) prema brakičnom koji je prevladavao u donjem panonu, tj. gornjem miocenu (Troskot – Čorbić i dr., 2009). Kerogen tipa II-III, pretežito je zastupljen u jugo-istočnom djelu depresije te potječe iz terestričke organske tvari kojima nedostaju masne/voštane komponente, a glavni sastojci su celuloza i lignin (Velić, 2007). Terestrički materijal prisutan je na rubnim uzdignutim dijelovima bazena. Intervali matičnih stijena determinirani su na dubinama od 1300-3360 m s prosječnim debljinama od 100 do 150 m. Matične stijene srednjeg miocena nalaze se unutar sivo – crnih kalcitičnih lapora i laminiranih glinovitih vapnenaca s intervalima siltoznih lapora (Troskot – Čorbić i dr., 2009). U gornjem miocenu također se nalaze u heterogenim naslagama lapora, kalcitičnih lapora i glinovitih vapnenaca. Ukupna količina

organskog ugljika (TOC) varira od 0,46 do 4,94 %. Totalni generativni ugljikovodični potencijal određen Rock-Eval pirolizom iznosi između 2,4 i 37,40 mgHC/g stijene. Vodikovi indeksi se kreću u vrijednostima između 195 i 743 s prosjekom od 398 mg HC/g C_{org}. (Troskot – Čorbić i dr., 2009).

4. METODOLOGIJA

Zadatak ovog diplomskog rada bio je napraviti jednostavan model (*engl. simple model*) podzemlja na području istočnog dijela Savske depresije te nakon toga u odnosu na ulazne podatke simulirati isti i dobiti potencijalne lokacije akumulacija ugljikovodika. Korišteni su *Petrel E&P software platform 2017* i *PetroMod 2017* programi. U Petrelu je napravljen model podzemlja, a sama simulacija i dodatna obrada podataka izvršena je u PetroMod-u. U nastavku slijede objašnjenja bazenskog modeliranja koja se odnose na program PetroMod, premda i drugi računalni programi koriste sličnu metodologiju i obradu podataka.

4.1. Teoretske osnove bazenskog modeliranja

Prilikom traženja ekonomski zanimljivih ležišta ugljikovodika razvio se postupak bazenskog modeliranja, kao sastavni dio regionalnih istraživanja, kojim se može utvrditi prisutnost, vrsta i volumen ležišta. Programi kojima se potencijalno ležište može kvantitativno opisati počeli su se razvijati 70-ih godina prošlog stoljeća. Razvitkom računalne tehnologije i mogućnošću obrade velikog broja informacija u sve kraćem vremenskom intervalu, kompleksnost modeliranja je izrazito brzo napredovala te se od jednostavnog jednodimenzionalnog modeliranja, ubrzano razvilo u trodimenzionalno modeliranje s mogućnošću obrade velikog broja ulaznih podataka i prostornim prikazom raspodjele akumuliranih količina ugljikovodika.

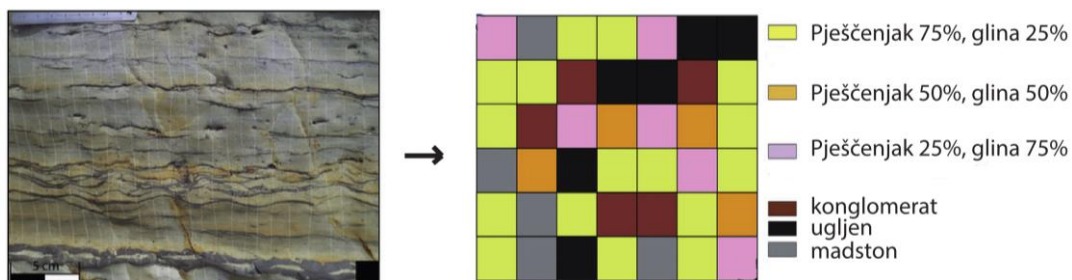
Bazensko modeliranje je termin koji obuhvaća slijed postupaka kojima se kvantitativno (i računalno) žele opisati uvjeti u podzemlju tj., kojima se želi što preciznije odrediti elementi naftogeološkog sustava. Njegovi glavni elementi su matične stijene koje u određenom razdoblju termalne zrelosti imaju sposobnost generiranja ugljikovodika; ležišne stijene koje na osnovu svoje propusnosti i poroznosti imaju sposobnost zaprimanja migrirajuće nafte te izolatorske stijene koje na temelju svoje nepropusnosti zaustavljaju daljnju migraciju ugljikovodika i omogućuju njihovo akumuliranje. Bazenskim modeliranjem žele se rekonstruirati ti događaji poput sedimentacije i zalijeganja, migracije ugljikovodika te nastanka i očuvanja ležišta (Cvetković i dr., 2017).

Računalni program, koji predstavlja statički i dinamički sustav, ima sposobnost mijenjanja geometrije bazena kroz geološku prošlost te pokušava što bolje opisati njegov razvitak.

Također ima veliku rezoluciju i raspon koji se kreće od nekoliko stotina do tisuća kilometara za istraživano područje (Al-Hajeri i dr., 2009).

4.2. Matematičke osnove

Programski izračuni iziskuju model, matematički prikazan naftnogeološki sustav koji je konstruiran na temelju geofizičkih podataka. Precizno iskartirani horizonti na temelju bušotinske karotaže i seizmičkih profila na istraživanome području te stratigrafski određeni slojevi između njih, podijeljeni su na niz malih ćelija u mrežu u kojoj svaka ćelija ima specifična svojstva za taj mali dio područja poput litološkog sastava, kao što je shematski prikazano na Slici 9. Broj ćelija unutar modela najčešće ovisi o količini dostupnih ulaznih podataka, može prelaziti nekoliko milijuna, a o njemu će ovisiti vremensko trajanje i kompleksnost simulacije.



Slika 9. Prikaz računalne obrade podataka pomoću ćelija (preuzeto s help.rockware.com).

Računalni program analizira svaku od pojedinih ćelija za koju su procijenjene vrijednosti parametra od interesa (litološki sastav, propusnost itd.), počevši od početnih uvjeta pa kroz geološku prošlost do danas. Matematička obrada ovih podataka uključuje široki spektar proračuna koji uključuju rješavanje složenih višedimenzionalnih diferencijalnih jednadžbi najčešće metodom konačnih elemenata (Kauerauf, 2009).

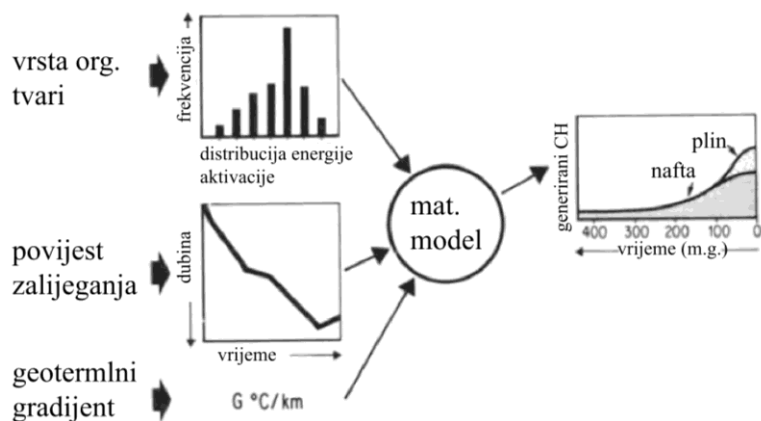
4.3. Ulazni podaci

Kao što je već spomenuto, bazensko modeliranje predstavlja statičko i dinamičko modeliranje u sedimentacijskom bazenu kroz geološko vrijeme. Modeliranju prethodi izgradnja jednostavnog modela (*engl. simple model*) koji će predstavljati naftnogeološki sustav (ili više njih) kao prikaz današnjeg odnosa slojeva i horizonata u podzemlju. Također je moguć i prikaz erozijskog događaja za koji je potrebna izgradnja posebnih

erozijskih karata, uz očiglednu pretpostavku da je poznato vrijeme taloženja, erozije ili hijatusa.

Definiranje litološkog sastava iznimno je važno. On će programu dati informaciju o sastavu stijena/formacija te njihovu sposobnost zaprimanja ili zaustavljanja migracije ugljikovodika. Litološki sastav se može definirati kao pojedinačni ili miješani (npr. 25 % pješčenjak, 75 % lapor). Slojevima također pridodajemo svojstva elemenata naftnogeološkog sustava (*engl. Petroleum Systems Elements – PSE*) poput matične, ležišne ili izolatorske stijene, kako bi im odredio ulogu koju će imati prilikom nastanka, migracije i uzamčivanja ugljikovodika. Radi povećanja horizontalne razlučivosti određenog sloja, moguće je na temelju većeg broja podataka konstruirati litofacijsne karte koje će opisivati lateralnu izmjenu litološkog sastava. Karte mogu uključivati i prikaz raspodjele TOC – a (*engl. Total Organic Carbon*) na istraživanom području unutar intervala s matičnim stijenama.

Nakon definiranja elemenata naftnogeološkog sustava, matičnim stijenama se pridodaju vrijednosti TOC-a i vodikovih indeksa, a kako je spomenuto u tekstu iznad mogu se napraviti i karte zbog bolje razlučivosti i približavanja stvarnim uvjetima. Poznato je da se tijekom procesa katageneze formira najveća količina ugljikovodika. Pretvorba ugljikovodika iz kerogena naziva se kreiranje te ovisi o dubini zalijeganja matičnih stijena te vrijednosti temperature i vremenu kao glavnim faktorima. Ta pretvorba prikazana je *kineticima* koji predstavljaju skup aktivacijskih krivulja koje kvantitativno prikazuju ponašanje organske tvari u odnosu na temperaturu, dubinu i starost, a određeni su eksperimentalno u laboratoriju (Tissot, 1984). Kako ne postoji generalno pravilo po kojem dolazi do ekspulzije ugljikovodika, jer se ona odvija pri različitim uvjetima koji su različiti od bazena do bazena, program uključuje veći broj ponuđenih *kinetika* koji predviđaju faze pretvorbe u ugljikovodike i ostale komponente. Na Slici 10 shematski je prikazan princip korištenja *kinetika* u svrhu matematičkog modeliranja kao funkcije temperature, tipa organske tvari i dubine zalijeganja. Model izračunava količine nafte i plina akumulirane kroz geološko vrijeme (Tissot, 1984). Bitno je napomenuti da za područje Panonskog bazena nije razvijen niti jedan *kinetik* te su se koristili dostupni *kinetici* priloženi u programu.



Slika 10. Prikaz principa korištenja kinetika u bazenskom modeliranju (preuzeto iz Tissot, 1984).

4.4. Granični uvjeti

Granični uvjeti (*engl. boundary conditions*) su skup parametara koje je potrebno odrediti kako bi model područja bio reprezentativan i kako bi približili model područja što je bliže moguće stvarnim uvjetima koji su egzistirali za pojedina geološka razdoblja. U granične uvjete spadaju:

1. Toplinski tok (*Heat Flow – HF*)
2. Dubina mora u geološkoj prošlosti (*Paleo Water Depth – PWD*)
3. Faktor utjecaja površinske temperature mora/vode na temperaturu podzemlja (*Sediment Water Interface Temperature – SWIT*)

Toplinski tok je prijenos toplinske energije iz unutrašnjosti Zemlje prema površini. Njegov iznos, smjer i distribucija određeni su mehaničkim i termalnim procesima unutar kore i plašta. Glavni izvor toplinske energije proizlazi iz hlađenja Zemljine kore i radioaktivnih minerala u stijeni koji generiraju toplinu pri dubinama od 20 do 40 km zbog sadržaja radioaktivnih elemenata poput torija, uranija, kalija. Ova dva uzroka generiranja energije imaju različite udjele doprinosa toplinskome toku te iznose 17 % za hlađenje Zemljine kore i 83 % za poluraspad radioaktivnih elemenata (Kauerauf, 2009). Glavni procesi prijenosa su kondukcija i konvekcija. Kondukcija je kontakti prijenos toplinske energije i predstavlja glavni proces u plićim dijelovima litosfere, dok je konvekcija zaslužna za prijenos topline koristeći tekuće medije poput hidrotermalne otopine, tekućih ugljikovodika. Vrijednosti toplinskog toka dobivene su množenjem geotermalnog

gradijenta i iznosa toplinske vodljivosti određene formacije, korištenjem Fourierovog zakona:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta T} = -KA \frac{\Delta T}{x} \quad (2)$$

gdje je $\Delta Q/\Delta T$ iznos toplinskog toka, K je iznos toplinske vodljivosti, A je površina, ΔT promjena temperature, x debljina materijala. Odnos $\Delta T/x$ predstavlja geotermalni gradijent. Iznosi toplinskog toka izraženi su u mW/m^2 . Najkvalitetnije vrijednosti temperature za dobivanje vrijednosti toplinskog toka su mjerenja statičke temperature na određenom dubinskom intervalu DST (*engl. Drill Stem Test*) mjerenjima ili mjerenjima na dnu bušotine (*engl. BHT – Bottom Hole Temperature*). Te dobivene vrijednosti će predstavljati stvarnu temperaturu formacije bez djelovanja isplake na njihove promjene.

Dubina vode u geološkoj prošlosti predstavlja dubinu vode taložnog okoliša pri sedimentaciji naslaga tijekom geološke prošlosti. Rekonstrukcija PWD-a zasnovana je na recentnim batimetrijskim podacima, iskartiranim 2D i 3D seizmičkim podacima određenog prostora te dobro opisanom litostratigrafskom modelu područja. Dobivene i interpretirane vrijednosti mogu se kalibrirati mikropaleontološkim podacima iz jezgara bušotina te paleogeografskim kartama (Kaureauf, 2009).

Faktor utjecaja površinske temperature mora/vode na temperaturu podzemlja (*engl. SWIT – Sediment Water Interface Temperature*) je parametar koji određuje temperaturu prostora između dna taložnog prostora i površine mora te predstavlja gornju granicu toplinskog toka. Formula za izračunavanje određena je prema Beardsmore i Cull (2001) koja se zasniva na ovisnosti geografske širine i dubine vode s pogreškom od ± 2 °C:

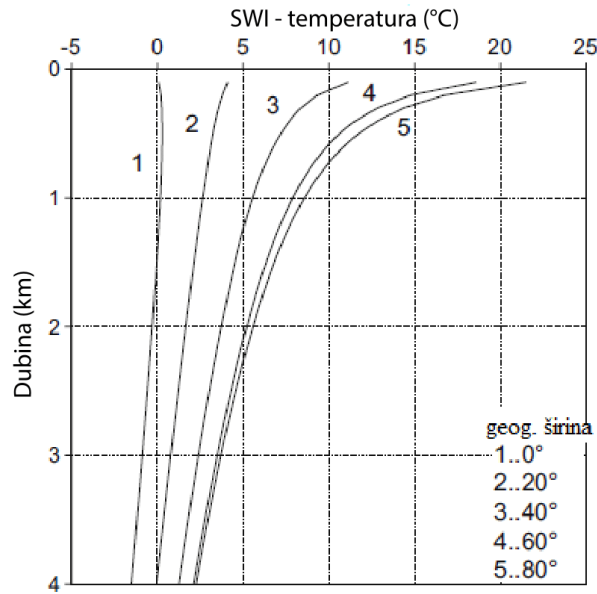
$$\ln(T_{SWI} - T_f) = a + b \times \ln z \quad (3)$$

$$T_f = -1.90 - 7,64 \times 10^{-4} z \quad (4)$$

$$a = 4,63 + 8,84 \times 10^{-4} L - 7,24 \times 10^{-4} L^2 \quad (5)$$

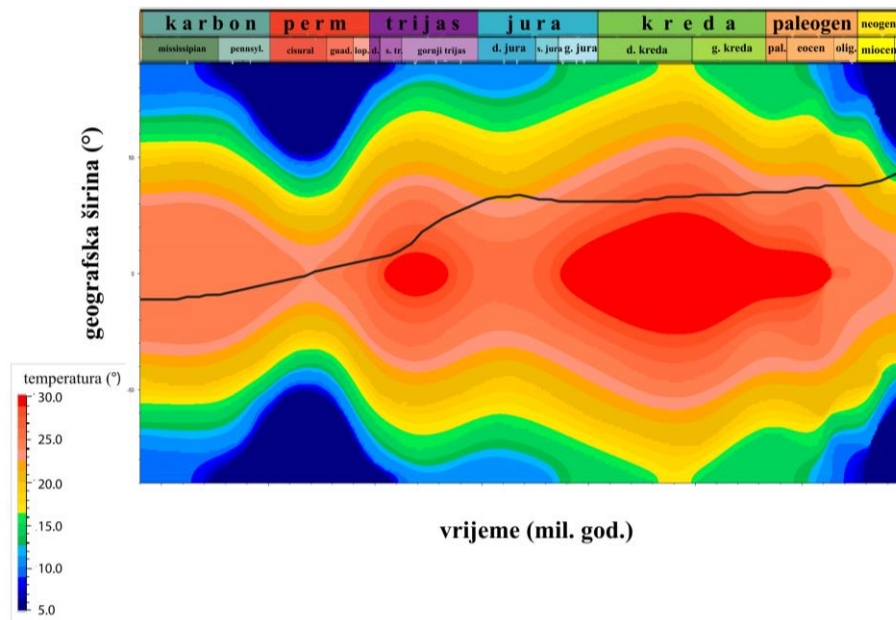
$$b = -0,32 + 1,04 \times 10^{-4} L - 7,08 \times 10^{-5} L^2 \quad (6)$$

Gdje je T_f temperatura zamrzavanja izražena u C° , z dubina vode u metrima i L geografska širina izražena u stupnjevima. Promjene SWI – temperatura u ovisnosti o dubini i geografskoj širini prikazane su na Slici 11.



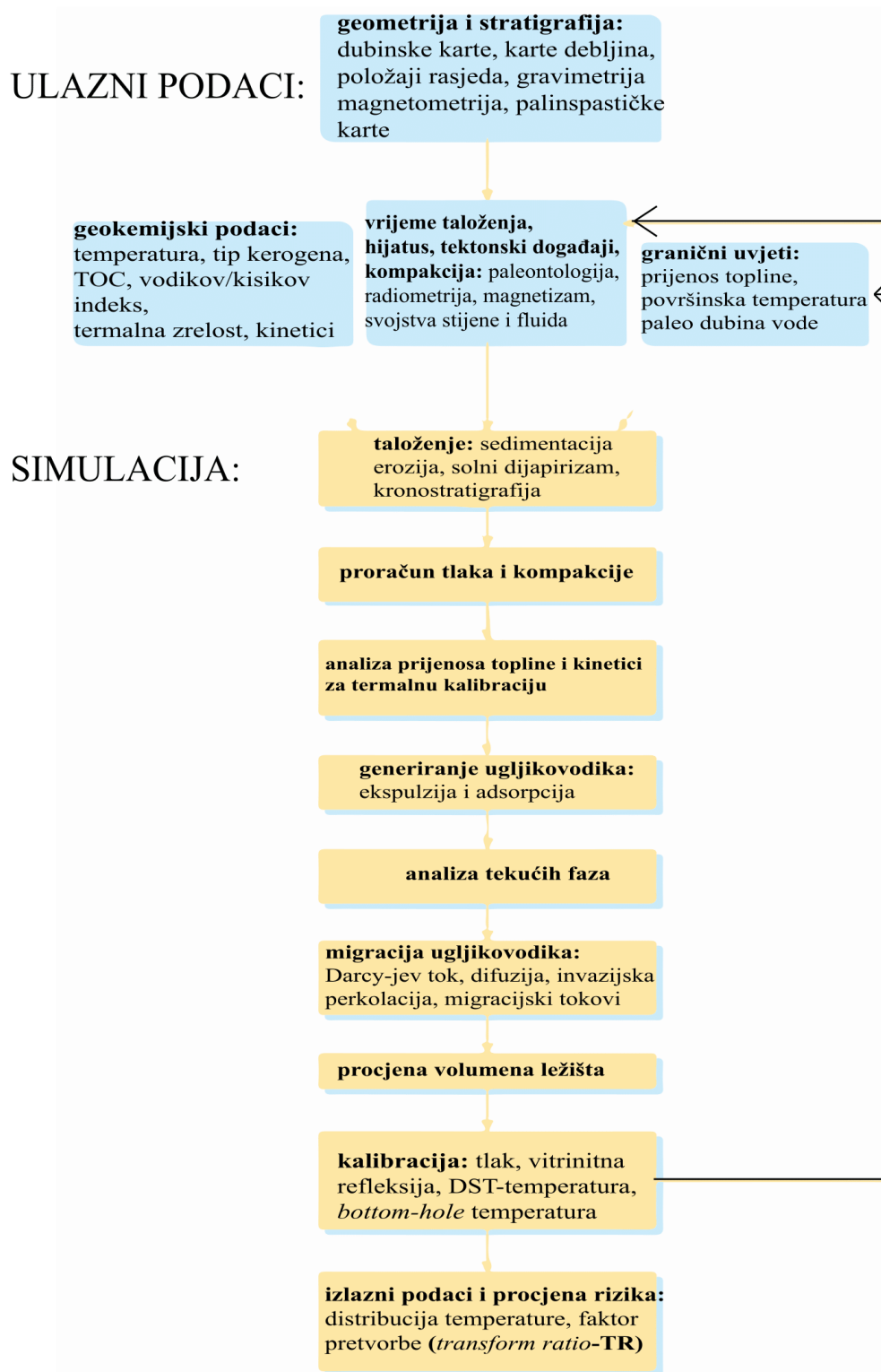
Slika 11. Prikaz ovisnosti SWI - temperature o dubini i geografskoj širini (preuzeto iz Kaureauf, 2009).

Procijenjene vrijednosti površinske temperature kroz povijest ponuđene su u programu PetroMod prema Wygrala (1989) kako je prikazano na Slici 12. Prikazana je promjena prema geografskoj širini istražnog područja i njezinoj oscilaciji kroz geološko vrijeme. Vrijednost geografske širine uzeta je za Republiku Hrvatsku te iznosi 45°.



Slika 12. Prikaz autoSWIT parametra kroz geološko vrijeme i u odnosu na geografsku širinu u programu PetroMod (prema Wygrala, 1989).

Nakon svega navedenog, bazensko modeliranje određenog područja možemo podijeliti u dvije glavne radne faze koje su prikazane na Slici 13 na kojoj je shematski prikazan slijed međupovezanih koraka obrade podataka. Prvi korak je priprema ulaznih podataka prema kojima se izgrađuje sami model najčešće u nekom programu za interpretaciju i modeliranje kojim će se zadati ulazna geometrija te drugi korak koji predstavlja simulaciju kojom će program obraditi podatke i dati prostornu distribuciju izlaznih parametara (*engl. output*) kao što su vrijednosti vitrinitne refleksije, raspodjela temperature, poroznosti, faktor pretvorbe itd. Crnom strelicom obuhvaćeni su parametri koji se nakon izvršene simulacije mogu kalibrirati prema dostupnim vrijednostima vitrinitne refleksije te se simulacija ponavlja sve dok se ne dobiju rezultati koji maksimalno odgovaraju stvarnim uvjetima.



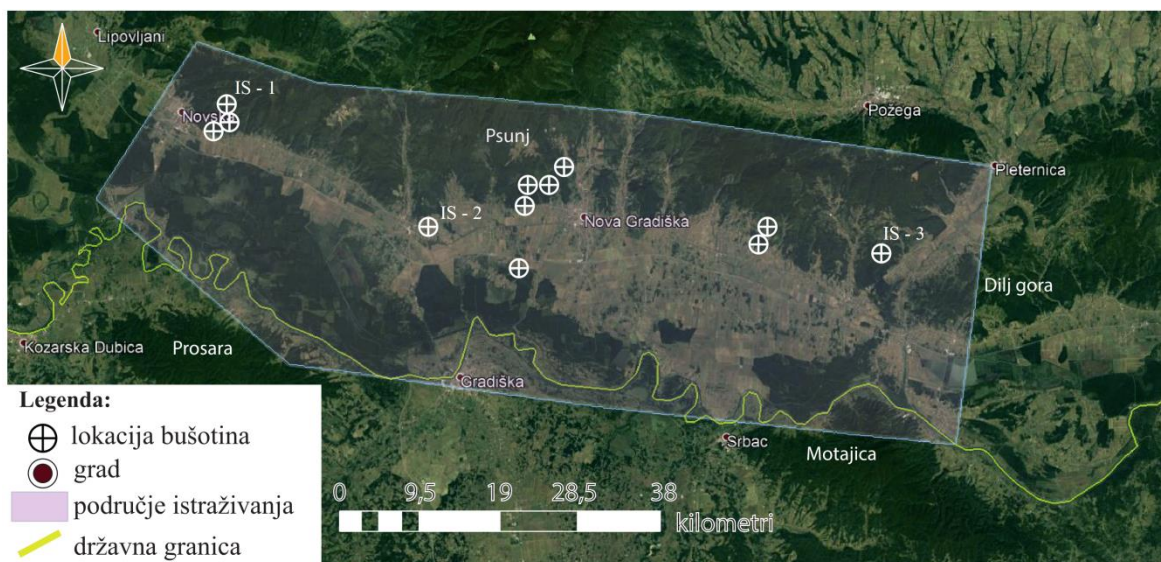
Slika 13. Hodogram ulaznih podataka za obradu i sam postupak simulacije računalnog programa PetroMod (prema Matlak Al – Hajeri i drugi, 2009).

4.5. Priprema strukturnog modela u programu Schlumberger Petrel

Trodimenzionalni model rađen je u programu *Petrel E&P software platform 2017*. Podatci za izradu „kostura“ modela (*engl. simple grid*) područja preuzeti su iz diplomskog rada Rukavina (2015), gdje su na temelju površinskih geofizičkih mjerenja i bušotinske karotaže iskartirani stratigrafski horizonti:

1. Podloga neogenskih naslaga (PNg)
2. Podloga panonskih naslaga (PPa)
3. Podloga plio-kvartarnih naslaga (PPiQ)

Horizonti su redom odijeljeni repnim horizontima Tg/PTc – temeljno gorje ili podloga tercijara, Rs7 i a'. Starosna pripadnost horizonata preuzeta je iz Pavelić i Kovačić (2018) te za podlogu neogena iznosi 17,5 mil. godina; podlogu panona 11,5 te podlogu pliocena i kvartara 5,333 mil. godina. Trošnom dijelu temeljnog gorja je pridodan starosni raspon od 60 do 17,5 mil. godina a kristalinskom kompleksu 250 mil. godina. Definiranje litološkog sastava podzemlja napravljeno je iz bušotinskih podataka 12 istraživanih bušotina koje je ustupila Agencija za ugljikovodike. Bušotine koje su korištene na području su Kk – 4, Kk – 5, Kk – 6, NG – 1, NG – 2/2a, NG – 3, NG – 4, NK – 1, Oč – 1, SPS – 1, SPS – 2 i VG – 2 (Slika 14).



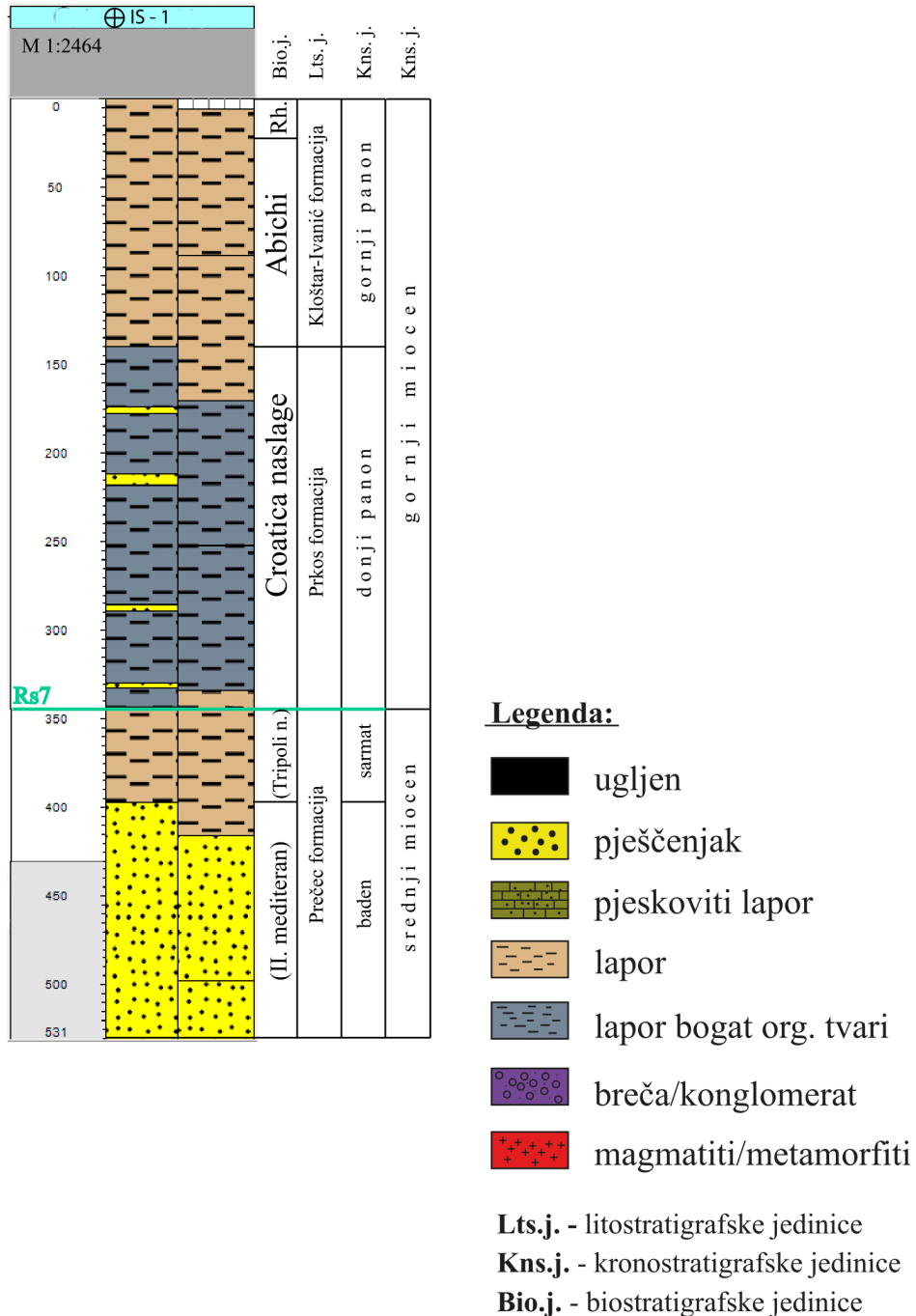
Slika 14. Prikaz istraživanog područja s označenim lokacijama bušotina načinjen u Google Earthu i modificiran u programu Adobe Illustrator.

Litološki sastav stijena duž kanala bušotina definiran je temeljem litoloških odredbi krhotina stijena iz isplake i jezgara. One predstavljaju skup točkastih podataka u istražnom području Savske depresije na određenim dubinskim intervalima koje je trebalo dodatno obraditi za izradu 3D – modela. Važno je napomenuti da je radi pojednostavljenja modela i kvalitetnijeg prikaza prostorne distribucije, litološki sastav u bušotinama uprosječen, jer je građa podzemlja komplicirana te sadrži širok spektar litoloških varijeteta stijena koji bi otežali konačnu simulaciju. Korištene (kodirane) litologije u programu su pješčenjak (Ss_typical), pjeskoviti lapor (Ss25_Mrl75), lapor (Marl), lapor bogat organskom tvari (Org. Rich marl), breča/konglomerat (Breccia_congl), ugljen (Coal), kristalinske stijene (Igneous basement). Lijevi stup prikazuje raspored litološkog sastava po bušotinama s pripadajućim naslagama, a desni stup uprosječene litologije obrađene programom Petrel opcijom *well log upscaling* koji je na temelju jednostavnog principa najviše zastupljene litologije podijelio pripadajuće slojeve na 10 dijelova (*engl. sublayers*). U protivnom bi jednom sloju bilo moguće pridodati samo jedan litološki sastav. Kako se stratigrafska pripadnost naslaga mijenjala uslijed napretka istraživanja koja su rezultirala novim spoznajama, na profilima bušotina naznačeno je staro i novo nazivlje, odnosno pripadnost stratigrafskih jedinica. Sve potencijalne pogreške u datiranju iz uzoraka isplake i jezgara, mikro i makropaleontoloških odredbi preuzete su iz geoloških izvješća dobivenih iz agencije za ugljikovodike (INA d. d. 1957; 1962).

4.6. Bušotina IS – 1

Bušotina je dosegla dubinu od 531,40 metara probušivši u reduciranoj debljini sve slojeve. U intervalu od 0 – 20 metara zahvaćene su *Rhomboidea* naslage (gornji panon) u kojima se nije jezgrovalo. Prema izdanku koji se nalazio u neposrednoj blizini bušotine, vidljivo je da su slojevi izgrađeni od sivih, glinovitih, uslojenih lapora s ostacima školjaka *Congerina rhomboidea*. U intervalu od 20 – 140 metara zahvaćene su *Abichi* naslage (gornji panon) izgrađene od sivih, mekanih lapora s pougljenjenim biljnim ostacima bez pješčenjačkog razvoja, a uzrok je isklinjenje pijesaka pri vrhu strukture. *Croatica* naslage (donji panon) zahvaćene su u intervalu od 140 – 344,50 metara promijenjivog facijesa bijelih lapora s impregnacijama nafte i slabo vezanih pijesaka. Naslage sarmata („*Tripoli* slojevi“) probušene su između 344,50 i 396 metara. Slojevi su razvijeni u facijesu tankolističasto uslojenih bituminoznih lapora, sitnozrnatih tinjčastih pješčenjaka s manjom količinom pougljenjenih biljnih ostataka. Naslage badena i sarmata nabušene su od 396 – 531,40

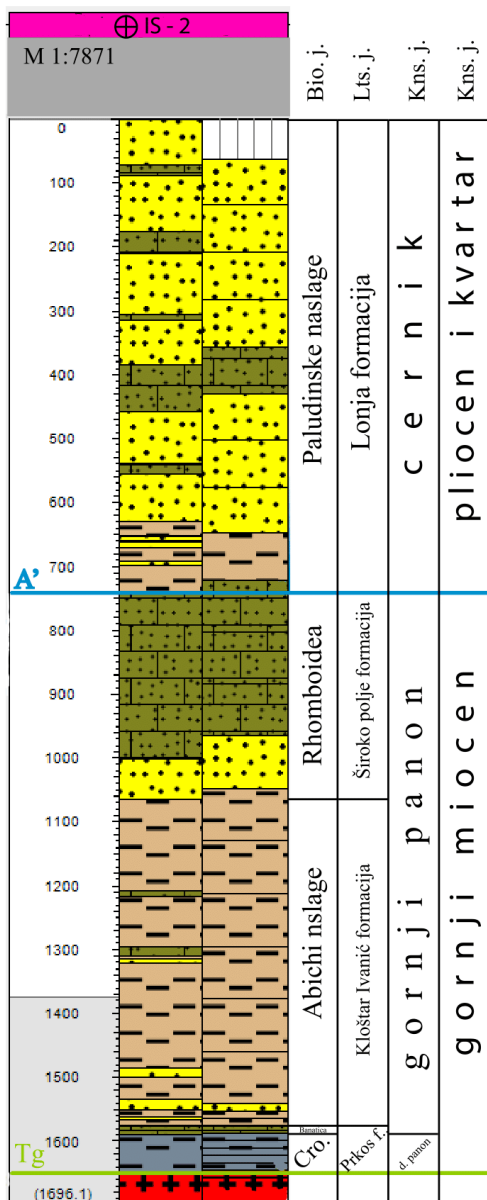
metara te nisu zahvatile njihovu podinu, a slojevi su razvijeni u facijesu lapora i pješčenjaka, sivo-žučkastih lapora te vapnenih lapora i laporovitih vapnenaca (INA d. d., 1962). Profil bušotine IS – 1 prikazan je Slikom 15.



Slika 15. Profil bušotine Istočna Sava s naznačenim stratigrafskim jedinicama i EK – markerima.

4.7. Bušotina IS – 2

Diluvijalne naslage nabušene su prvih 10 metara te su zastupljene žutom pjeskovitom ilovačom s proslojcima žutog sitnozrnatog tinjčastog pijeska i šljunka. Od 10 do 741 metara bušotina je zahvatila gornje, srednje i donje paludinske slojeve (*Viviparus* naslage). Gornji i srednji paludinski slojevi predstavljeni su žutim, sivim, zelenkastim i crnim glinama te sivom pjeskovitom glinom, slabo vezanim pješčenjakom i glinovitim laporom. Donji paludinski slojevi (pliocen) izgrađeni su od glinovitog i pjeskovitog mekanog sivog lapora u izmjeni sa slabovezanim tinjčastim pješčenjakom. *Rhomboidea* naslage (gornji panon) nabušene su od 741 do 1065 metara, sastoje se od glinovitog i pjeskovitog lapora u izmjeni sa slabo vezanim pješčenjakom. Podinski dio izgrađen je od pjeskovitog i glinovitog lapora, slabo vezanog sitnozrnatog pješčenjaka i pijeska. U isplaci su nađeni komadići ugljena na otprilike 550 i 670 metara. *Abichi* naslage (gornji panon) izgrađene su pretežito od lapora i u manjoj mjeri pješčenjaka. Krovinski dio izgrađuju sivi, glinoviti lapori te svjetlosivi glinoviti sitnozrnati pješčenjaci. U laporu se često uočavaju tanki proslojci ugljena. U podinskom dijelu prevladavaju lapori i laporoviti pješčenjaci s vrlo malo čistih pješčenjaka. U intervalu od 1575 do 1588 metara zahvaćene su *Banatica* naslage (donji panon) koje izgrađuju tamnosivi lapori. *Croatica* naslage (donji panon) zahvaćene su između 1588 i 1650 metara dubine te su izgrađeni od sivih i smečkastih vapnenih lapora i u manjoj mjeri pjeskovitih lapora. Temeljno gorje zahvaćeno je od 1650 metara i sastoji se od vrlo trošnog eruptiva izgrađenog od kvarca, tinjaca i feldspata, a od 1694 metara bušeno je kroz svježi granit (INA d. d., 1962). Profil je prikazan na Slici 16.



Legenda:

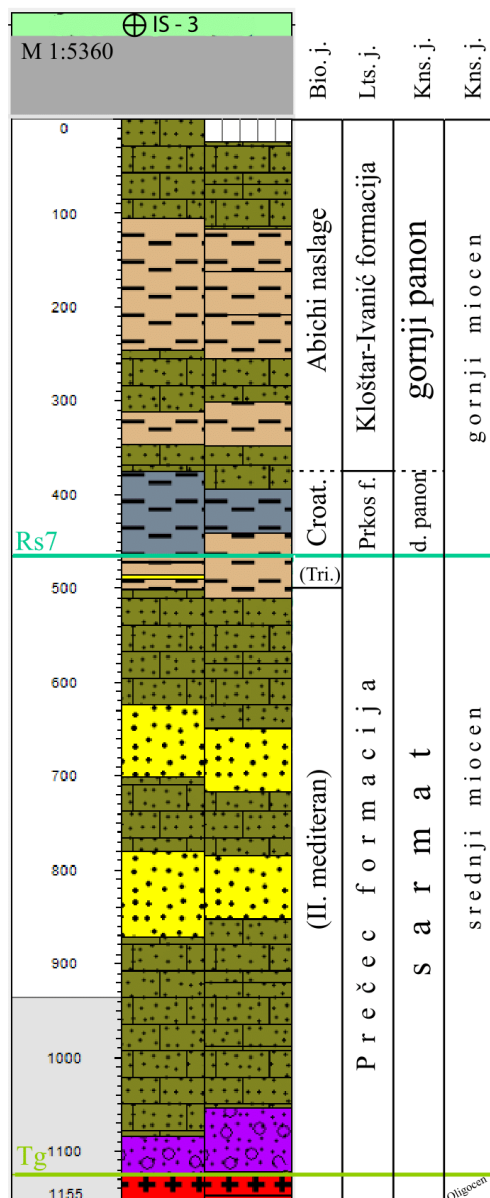
-  ugljen
-  pješčenjak
-  pjeskoviti lapor
-  lapor
-  lapor bogat org. tvari
-  breča/konglomerat
-  magmatiti/metamorfiti

Lts.j. - litostratigrafske jedinice
Kns.j. - kronostratigrafske jedinice
Bio.j. - biostratigrafske jedinice

Slika 16. Profil bušotine Istočna Sava s naznačenim stratigrafskim jedinicama i EK – markerima.

4.8. Bušotina IS – 3

Bušotina je dosegla konačnu dubinu od 1155,5 metara (Slika 17). *Abichi* naslage (gornji panon) su zahvaćene od površine do dubine od 375 metara. Razvijeni su u facijesu glinenih i pješčanih lapora sive i sivozelene boje. *Croatica* naslage (donji panon) zastupljene su na dubini od 375 do 465 metara, ali su definirani samo na bazi facijesnih razlika u odnosu na krovinske i podinske slojeve. Karakteriziraju ih čvrsti, bijeli vapneni lapori. Naslage sarmata zahvaćene su od 465 do 500 metara dubine te su dokazane uzorcima iz isplake. Izgrađuju ga listićavo uslojeni kalcitni lapori s proslojcima pješčenjaka i vapnenaca. Naslage badena i sarmata izdvojene su na dubini od 500 do 1015 metara. Gornji dio je razvijen u facijesu vapnenaca, a donji dio u facijesu pjeskovitih lapora i glina. Naslage oligocenske starosti zahvaćene su na dubini od 1015 do 1155,5 metara te je u podini zahvaćena serija konglomerata s proslojcima glina. Valutice konglomerata pripadaju metamorfnim i magmatskim stijenama filitima, amfibolskim i tinjčastim škriljancima, andezitima i dijabazima (Pletikapić, 1957).



Legenda:

-  ugljen
-  pješčenjak
-  pjeskoviti lapor
-  lapor
-  lapor bogat org. tvari
-  breča/konglomerat
-  magmatiti/metamorfiti

Lts.j. - litostratigrafske jedinice

Kns.j. - kronostratigrafske jedinice

Bio.j. - biostratigrafske jedinice

Slika 17. Profil bušotine Istočna Sava s naznačenim stratigrafskim jedinicama i EK – markerima.

4.9. Statistička obrada podataka

Glavni problem prilikom geološkog modeliranja je konstruirati model na način da on što preciznije uprizoriti stvarne odnose u podzemlju. Distribucija varijabli u prostoru poput litološkog sastava, propusnosti, poroznosti uslijed malog broja dostupnih podataka iz bušotina te često malog broja bušotina na velikom prostoru, otežava rekonstrukciju podzemlja i definiranje varijabli međubušotinskog prostora te je potrebno pristupiti stohastičkim metodama obrade podataka. U slučaju istraživanja u ovom diplomskom radu bilo je potrebno “proširiti“ zadane litološke sastave iz profila bušotina u intervalima omeđenima horizontima PN_g, PPa, PPiQ kroz cijeli model. Stohastičke metode danim varijablama pri tom daju određeni stupanj slobode te izlazni podatak može imati više mogućih rješenja. Variogram predstavlja statistički alat (krivulju) koja prikazuje prostornu zavisnost među parovima podataka određenih varijabli, prilikom čega je potrebno znati samo udaljenost između parova mjerenih točaka i razliku mjerenih vrijednosti među njima kako je prikazano u formuli:

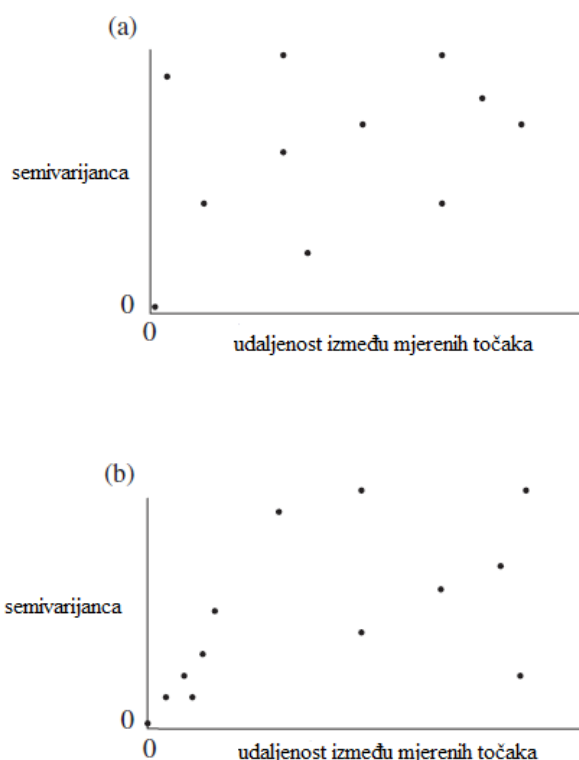
$$2\gamma(h) = \frac{1}{N(h)} \times \sum_{n=1}^{N(h)} [z(u_n) - z(u_n + h)] \quad (7)$$

Gdje je N(h) broj parova podataka uspoređenih na udaljenosti h; z(u_n) vrijednost na lokaciji u_n; z(u_n+h) vrijednost na lokaciji u_n+h. Za shvaćanje variograma bitno je i spomenuti statistički pojam varijance koja predstavlja mjeru disperzije mjerenih ili slučajnih veličina tj. prosječna suma kvadrata odstupanja vrijednosti veličine od aritmetičke sredine:

$$\gamma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{N} \quad (8)$$

Gdje x_i predstavlja vrijednost varijable; \bar{x} srednju vrijednost skupa podataka a N ukupan broj podataka. Varijanca računa različitosti između središnje (centralne) točke i niza sljedećih točaka (X1, X2), (X1, X3), (X1, Xn) kojima se postupno povećava udaljenost. U kartezijevom koordinatnom sustavu na ordinati će biti zapisane vrijednosti varijance a na apscisi udaljenosti između točaka. Pronalaskom svih parova podataka u mjerenom području i njihovih pripadajućih udaljenosti između točaka, sve udaljenosti se podijele u razrede (*engl. Lag*) jednake veličine te se nađe broj parova koji pripadaju svakom pojedinom razredu. Bilježenjem vrijednosti na takav način dobiva se eksperimentalna variogramaska krivulja koja je temeljena isključivo na mjerenjima i sadrži sve nedostatke

kojima su ona inače podložna (Andrićević, 2007). Matematičkom logikom može se zaključiti da kada bi računali koeficijent korelacije između skupova parova podataka, skup točaka s najmanjom udaljenosti od centralne točke pokazuje veću korelaciju od onih udaljenijih te će koeficijent korelacije postupno opadati. Kako je prikazano na Slici 18 a i 18 b ispod teksta u slučaju regionalne zavisnosti podataka, mjerene vrijednosti bile bi smještene oko ishodišta te bi postupno počele oscilirati s povećanjem udaljenosti dok će u slučaju regionalne nezavisnosti podataka biti nepravilno raspoređene po koordinatnom sustavu (McKillup, 2010).

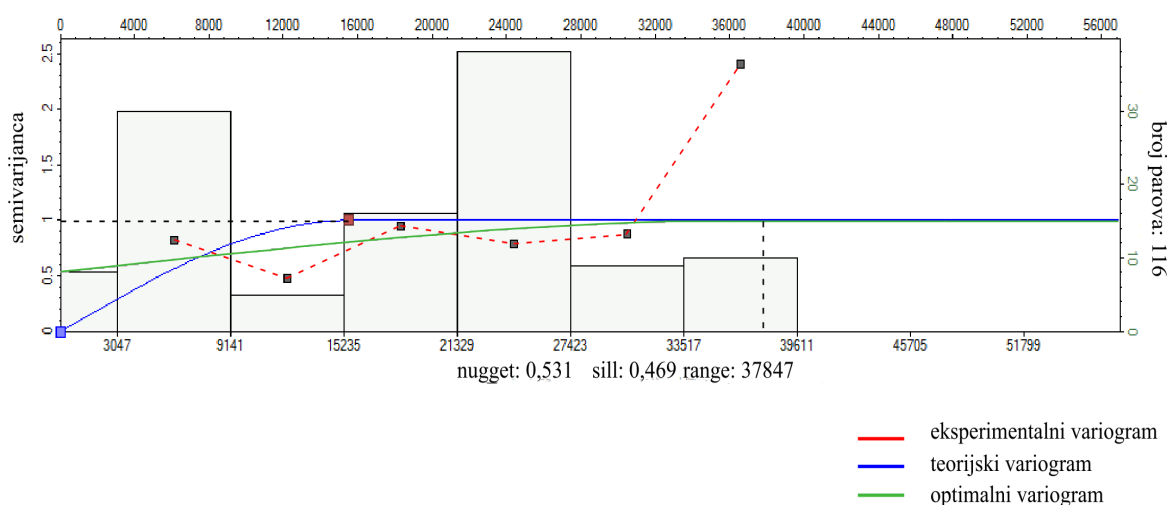


Slika 18 a i b. Prikaz korelacije između parova podataka. Slika a prikazuje slabu prostornu povezanost podataka dok slika b pokazuje snažnu prostornu povezanost parova podataka (preuzeto iz McKillup, 2010).

Prilikom određivanja eksperimentalnog variograma, ključ je u tome što se ne analiziraju sama mjerenja, nego kako je prikazano u formuli iznad, njihove razlike ili inkrementi. Samo korištenje razlike između mjerenih točaka omogućuje da se poveća broj parova podataka za variogram te s time i veća količina podataka koja je izražena izrazom $N(N-1)/2$. Računanjem ovog izraza ispada ukoliko imamo 5 mjerenih veličina varijable, koristimo 10 vrijednosti pomoću kojih crtamo variogram. U slučaju 50 mjerenja,

proračunom se dobije da koristimo 1225 vrijednosti razlika za crtanje variograma što je drastično povećanje u statističkom smislu (Andrićević, 2007).

Nakon što je konstruiran eksperimentalni variogram, potrebno ga je prikazati odabranom analitičkom funkcijom koja će što aproksimativnije opisivati regionalni trend raspodjele podataka s time da ne postoji uniformno pravilo po kojemu će se ona odrediti, nego sve ovisi o iskustvu interpretatora podataka. Najčešći teoretski variogrami kojima se može opisati velika većina prostorne raspršenosti podataka su sferni, gausov i eksponencijalni. Konačni korak prilikom interpretacije podataka predstavlja traženje optimalnog variograma koji će imati isti oblik kao i teorijski model. Pri tome je bitno napomenuti da će povećanje samih razreda variogramsku krivulju učiniti glađom i pravilnijom ali na teret smanjene rezolucije i vjerodostojnosti prikaza raspodjele podataka. Variogramska krivulja raspodjele litološkog sastava stijena između horizonata PN_g i PPa prikazana na Slici 19 načinjena je u programu Petrel koji automatski računa parove točaka i njihove udaljenosti na temelju zadanog ranga i orijentacije.

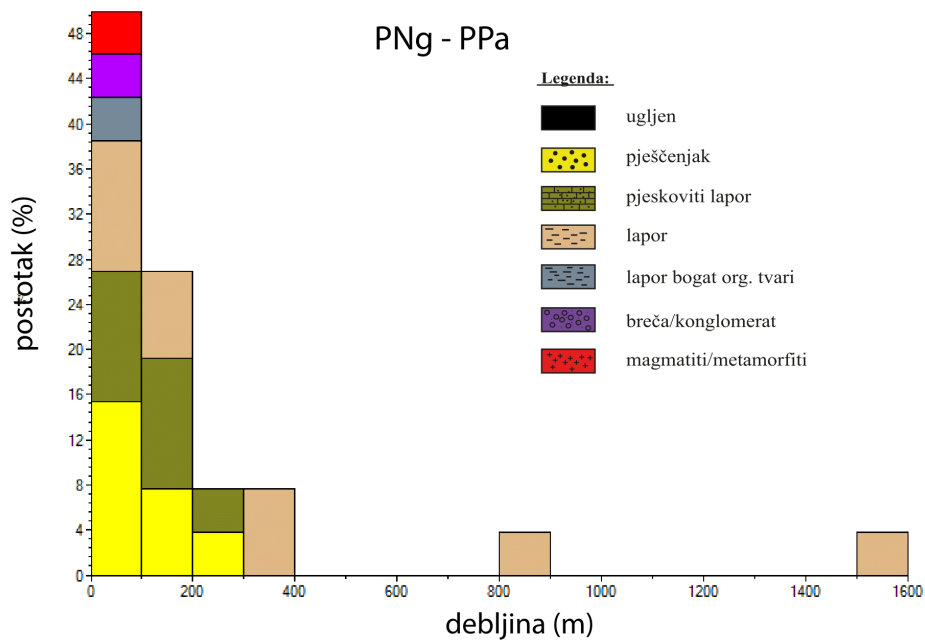


Slika 19. Variogram konstruiran u programu Petrel.

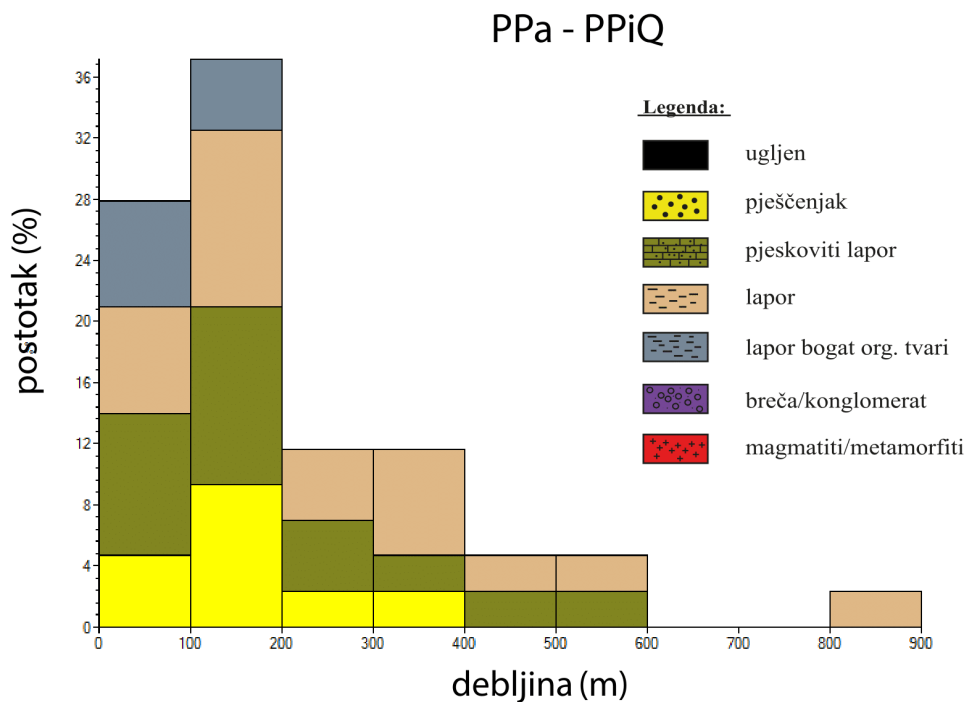
Dobiveni variogram je s obzirom na ukupnu širinu, odnosno duljinu istražnog područja poprilično velikog doseg (engl. range) te pokazuje postupan porast vrijednosti semivarijance (varijance), što znači da bi u idealnom slučaju do udaljenosti od 37847 metara trebao pokazivati visoki stupanj korelacije između parova podataka. Kako izračunate vrijednosti unutar određenih 8 razreda pokazuju oscilacije već u drugom razredu, ne padaju unutar dosega krivulje tj. na krivulju, može se zaključiti da dobivena variogramska krivulja ne pokazuje kvalitetnu prostornu distribuciju podataka, te da se

podatci uvelike razlikuju. Također se može primijetiti da se pojavljuje „efekt grumena“ (*engl. nugget effect*) koji bi u idealnom slučaju trebao iznositi nula. Sjecište optimalnog variograma ne prolazi kroz ishodište te postojanje „grumena“ ukazuje da funkcija slučajnog polja ne ovisi o udaljenosti. Također, iznos praga (*engl. sill*) je malen, što naznačuje da krivulja pokazuje oscilacije već pri malim vrijednostima. Diskontinuitet se pojavljuje na samom početku za male udaljenosti te je riječ o prostornoj funkciji izražene varijabilnosti. Unatoč povećanja razreda na uštrb rezolucije i „uglađivanja“ podataka nisu dobiveni zadovoljavajući rezultati na konačnom modelu. Razlog za to su veliki rasponi vrijednosti na mjernom području i u različitim smjerovima, koji u kombinaciji s malim brojem dostupnih podataka daju neprihvatljive rezultate i nemoguće ih je korelirati. Pošto su variogramske krivulje pokazivale intenzivne promjene u svim mjerenim smjerovima, možemo zaključiti da pokazuju svojstvo anizotropije. To je vrlo česta pojava prilikom određivanja debljine naslaga gdje horizontalna svojstva pokazuju veću korelaciju od vertikalne (Andričević, 2007). U tom slučaju jednadžba variograma imala bi složeniji oblik koji neće biti prikazan u ovome radu. Pripadajuća orijentacija anizotropnog variograma s pretpostavljenom većom horizontalnom korelacijom uzeta je za dinarsko pružanje te iznosi 40° (SZ-II), a model je dobio zadovoljavajuće rezultate.

Izradom histograma u programu Petrel dobiven je uvid o udjelu debljina kodiranih naslaga. U intervalu između horizonata PN_g i PPa (Slika 20) vidi se nesrazmjerna debljina litologije lapora koja varira između 100 i 1600 metara u omeđenom prostoru čime se može objasniti nemogućnost korištenja direkcijskog (usmjerenog) variograma. Velike oscilacije u debljini mogu se uočiti na intervalu između 400 i 800 te 900 i 1500 metara, gdje se pojavljuju diskontinuiteti te se može zaključiti da lapor nema normalnu distribuciju. Na histogramu iz intervala PPa i PPiQ (Slika 21) pojavljuje se sličan efekt, samo u manjem opsegu.

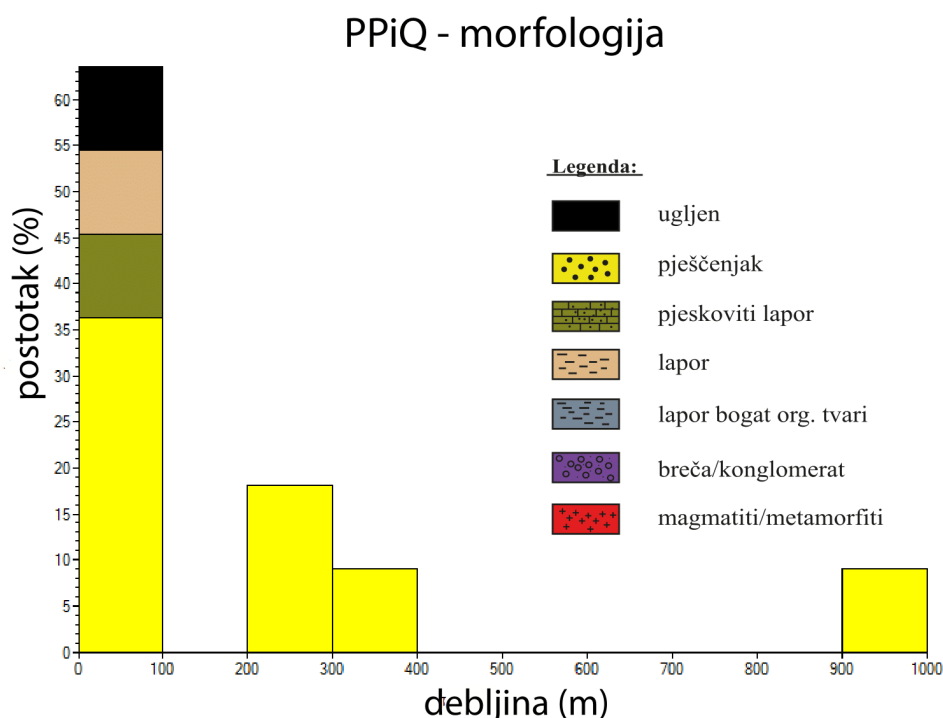


Slika 20. Histogram načinjen u programu Petrel koji prikazuje udjele litoloških sastava u modelu između iskartiranih horizonata PNg i PPa.



Slika 21. Histogram načinjen u programu Petrel koji prikazuje udjele litoloških sastava u modelu između horizonata PPa i PPIQ.

Što se tiče litoloških jedinica pješčenjaka i pjeskovitih lapora, oni pokazuju manje oscilacije, no također su prisutne, dok se u intervalu PPIQ – morfologija (Slika 22) za pješčenjake opet pojavljuje diskontinuitet. Organski bogati lapori imaju očekivane debljine od 0 – 200 metara. Program je zahvatio i litološku jedinicu kristalinskog kompleksa stijena, premda je on određen uniformno za cijelo područje ispod granice neogena i ne bi trebao biti prisutan na histogramu. Sve navedeno upućuje na veliku prostornu neovisnost podataka i na intenzivne promjene u različitim smjerovima u prostoru.

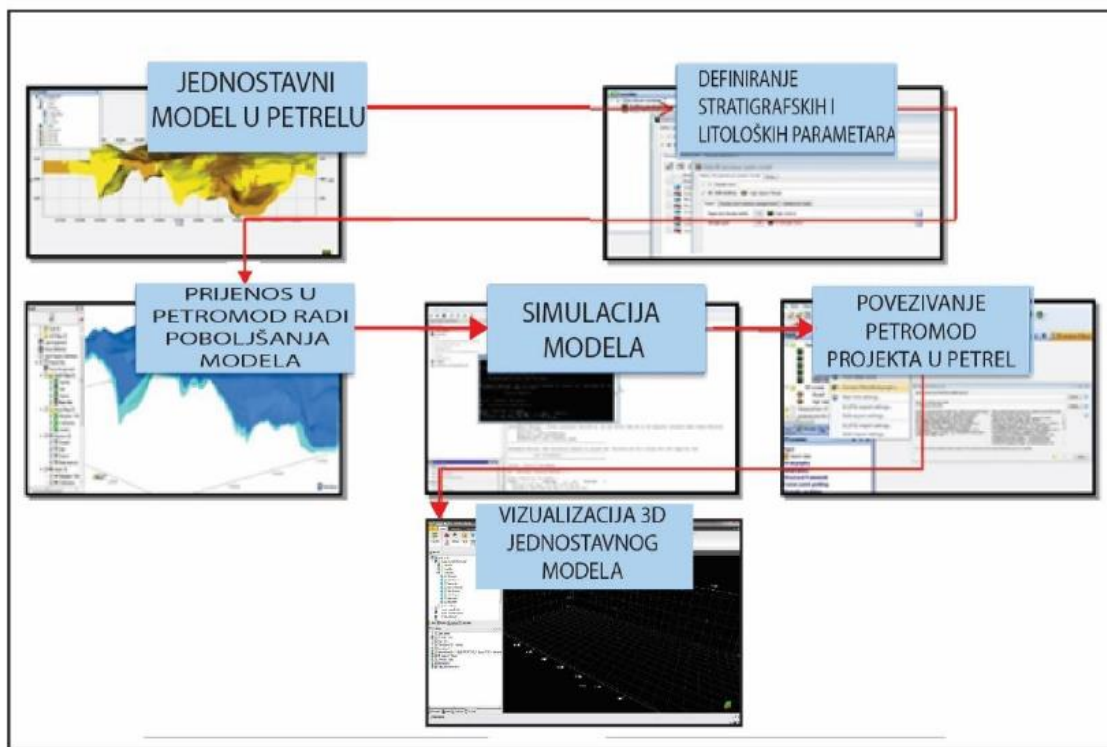


Slika 22. Histogram načinjen u programu Petrel koji prikazuje udjele litoloških sastava u modelu između horizonata PPIQ i morfologija.

4.10. Izvoz modela iz programa Petrel u PetroMod

Nakon zadovoljavajuće statističke obrade modelu je bilo potrebno pridodati svojstva naftnogeološkog sustava (*engl. Petroleum Systems Model – PSE*) gdje će se definiranim litologijama pridodati uloga matičnih, kolektorskih i izolatorskih stijena. U okviru ovog modela s uprosječenim litološkim sastavom, organski bogati lapori dobili su svojstvo matičnih stijena, pješčenjaci kolektorskih, a lapori (obični) izolatorskih stijena. Stratigrafskim horizontima određena je starost prema regionalnoj kronostratigrafskoj podjeli na području Paratetisa. Model je tako bio pripremljen za izvoz u program za

simulaciju PetroMod gdje su određeni granični uvjeti i gdje je provedena završna obrada prije samog pokretanja simulacije. Kompatibilnost programa Petrel – PetroMod omogućuje praktičnost u radu, gdje se nakon izvršene simulacije na jednostavan način može vratiti u Petrel i opetovano doraditi. Shema izrade 3D – modela i izvoza u PetroMod prikazana je Slikom 23.

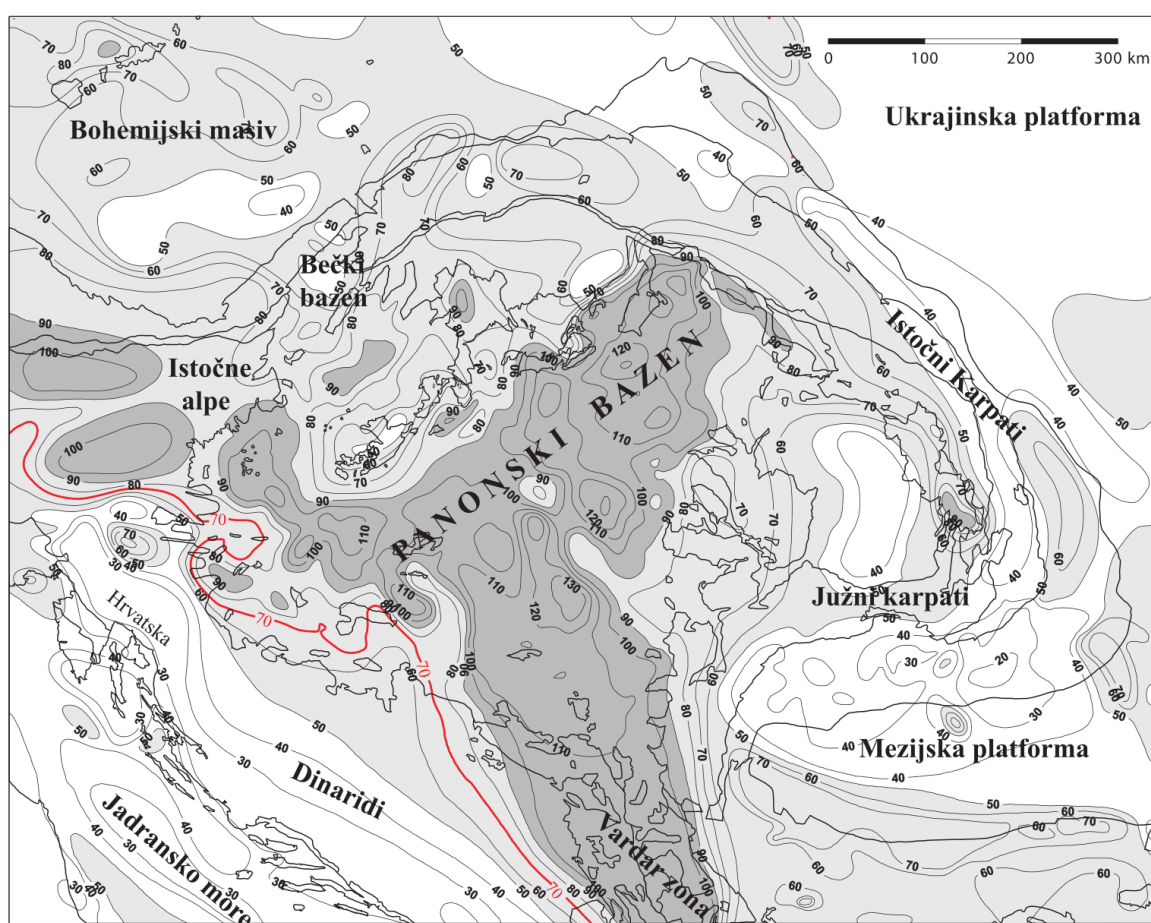


Slika 23. Hodogram koji prikazuje niz postupaka potrebnih za izvoz modela iz programa Petrel u PetroMod (preuzeto iz Silva, 2012).

4.11. Obrada modela u PetroMod-u

Nakon prebacivanja modela u program za simulaciju modela PetroMod, bilo je potrebno definirati već spomenute granične uvjete. Vrijednosti recentnog toplinskog toka (HF) definirane su prema Lenkeyu i suradnicima (2002) na temelju čijih izračuna podataka iz dubokih bušotina je konstruirana karta njegove raspodjele na području Panonskog bazena koja je digitalizirana i ubačena u program. Vrijednosti paleotoplinskog toka, nažalost, nisu bile dostupne te su uprosječene na temelju pretpostavke o vjerojatnom kretanju vrijednosti kroz geološku prošlost na globalnoj razini te su uniformne za cijelo područje i prikazane u Tablici 1 i na Slici 25. Prema karti na Slici 24 može se vidjeti kako vrijednosti toplinskog toka na području istraživanja dosežu vrijednosti do 70 mw/m^2 što je poprilično visoko za

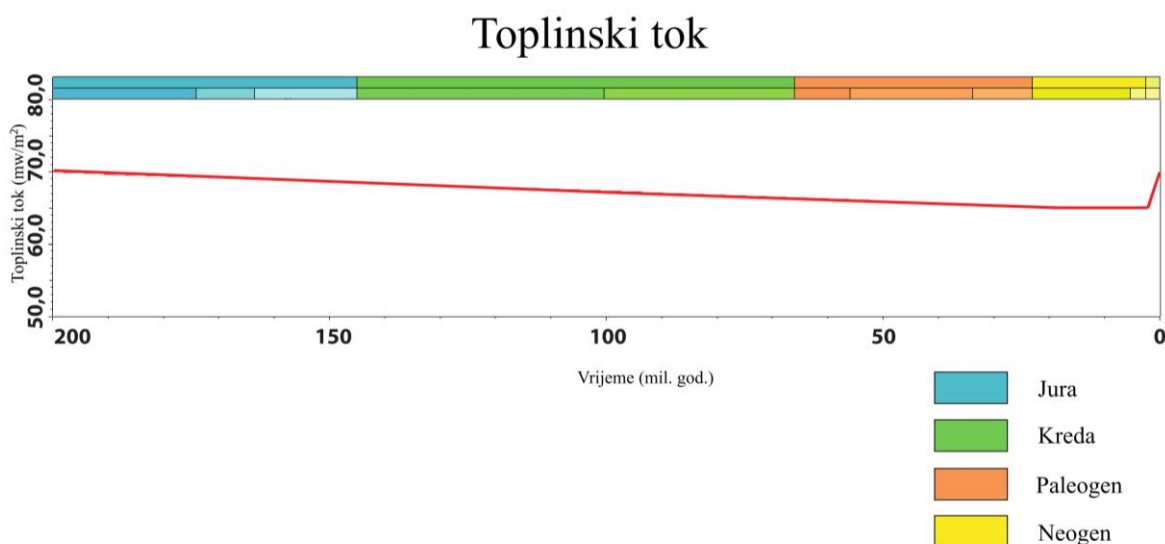
vrijednosti u rubnom dijelu Panonskog bazena. Izoterma 70mW/m^2 je označena crvenom bojom. Uzrok generiranja ugljikovodika u Sjevernohrvatskom bazenu je ekstenzija koja je počela u ranom miocenu i zahvatila litosferu na području PBS-a, a rezultirala je stanjenjem litosfere i kore, čije debljine dosežu 60 km za litosferu te 25-35 km za koru (Lenkey i dr., 2002). Ovakvo stanjenje kore i sedimentacijski okoliši učinili su prostor PBS-a zanimljiv u okviru naftno-geoloških istraživanja između ostalog i zbog povišenog geotermalnog gradijenta, koji u središnjem dijelu doseže i do $7\text{ °C}/100\text{ m}$ te toplinskog toka u najvišem iznosu i do 130 mW/m^2 prema Lenkeyu i suradnicima (2002) kako je i vidljivo na karti (Slika 24).



Slika 24. Karta prikaza recentnog toplinskog toka na području Panonskog bazena. Crvena izoterma pokazuje vrijednost od 70 mW/m^2 na području Savske depresije (preuzeto iz Lenkey i dr., 2002).

Tablica 1: Ulazne vrijednosti toplinskog toka kroz geološku prošlost do danas

Vrijeme (mil. god.)	Toplinski tok (mW/m ²)
0,00	karta recentnog toplinskog toka
2,00	65,00
17,00	65,00
200,00	70,00



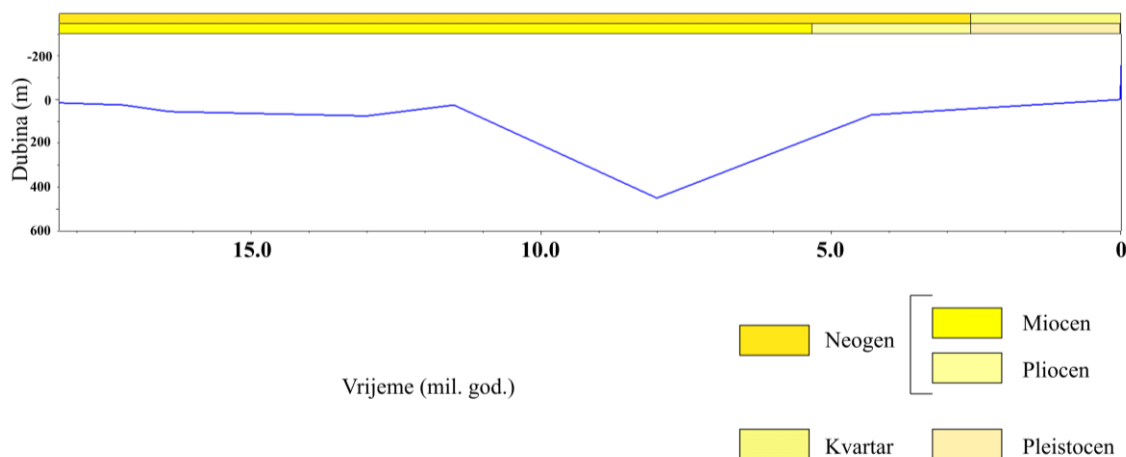
Slika 25. Grafikon prikaza kretanja vrijednosti toplinskog toka kroz geološku.

Vrijednosti dubine mora u geološkoj prošlosti (PWD) određene su prema Paveliću i Kovačiću (2018), gdje se preuzete ulazne vrijednosti odnose na cijelo istražno područje u određenom geološkom razdoblju (Tablica 2, Slika 26). Faktor utjecaja površinske temperature mora/vode na temperaturu podzemlja određen je autoSWIT opcijom ponuđenom u programu koja je spomenuta u poglavlju 4.4.

Tablica 2. Ulazne vrijednosti dubine mora u geološkoj prošlosti.

Vrijeme (mil. god.)	Dubina (m)
0,00	0
4,30	70
8,00	450
11,50	25
13,00	75
16,40	55
17,20	25
18,30	15

Dubina mora u geološkoj prošlosti



Slika 26. Grafikon prikaza dubine mora kroz geološku prošlost.

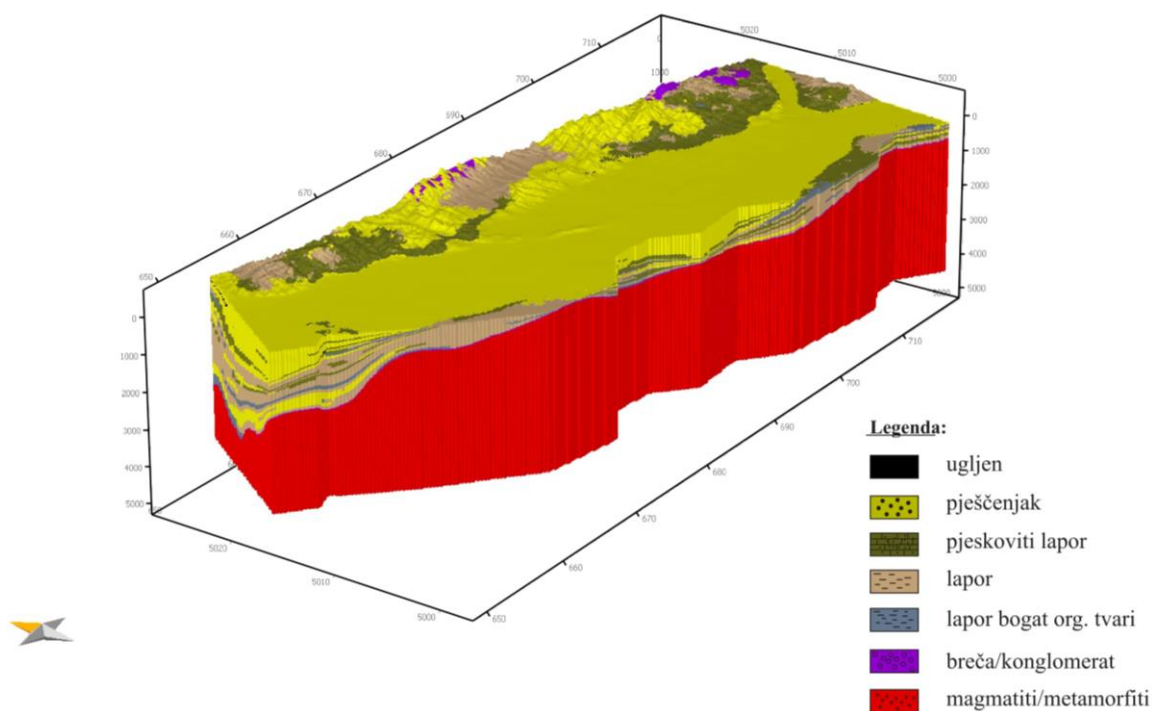
Za vrijednost ugljika organskog podrijetla uzeta je prosječna vrijednost prema istraživanju Troškot – Čorbić i suradnika (2009) na području zapadnog dijela Savske depresije gdje su matičnim stijenama unutar Prkos formacije pridodane vrijednosti u iznosu od 2,5 % organskog ugljika i vrijednosti vodikovog indeksa od 450 mgHC/gTOC. Ugljenu koji je prisutan u pliokvartarnim naslagama dana je vrijednost od 25 % za TOC i vodikov indeks

od 85 mgHC/gTOC prema Cvetković (2015), s pretpostavkom da može generirati određenu količinu biogenog plina. Premda se prema podacima iz prikazanih bušotina IS – 1, IS – 2 i IS – 3 i ostalih bušotina na istražnom području može zaključiti da se matične stijene nalaze isključivo u naslagama koje stratigrafski pripadaju gornjem miocenu (*Croatia naslage*), postoji velika mogućnost da matične stijene srednjeg miocena (baden, sarmat) nisu nabušene. Velika je vjerojatnost da su one prisutne, ali zbog smjesta bušotina koji se ne podudaraju s najvećim debljinama srednjomiocenskih naslaga logično je da su dubokovodni anoksični facijesi izostali. Detaljan opis matičnih stijena srednjeg miocena prikazan je u radu Troskot – Čorbić i suradnika (2009). Iz tog razloga je u facijesnoj karti koja se nalazi na intervalu srednjeg miocena (Prečec formacija) lapor zamijenjen organski bogatim laporom u podsloju koji predstavlja vršni dio srednjeg miocena te u podsloju koji predstavlja bazni dio srednjeg miocena (u okviru uprosječenih litologija) te zbog potencijalno boljih dobivenih rezultata akumulacije ugljikovodika. Bitan parametar također je *kinetik* koji će opisivati pretvorbu organske tvari te je korišten *Tissot_in_Waples (1992)_TII_Crack* određen prema Waples (1992) koji određuje ekspulziju nafte pri otprilike 110 °C i plina na otprilike 150 °C.

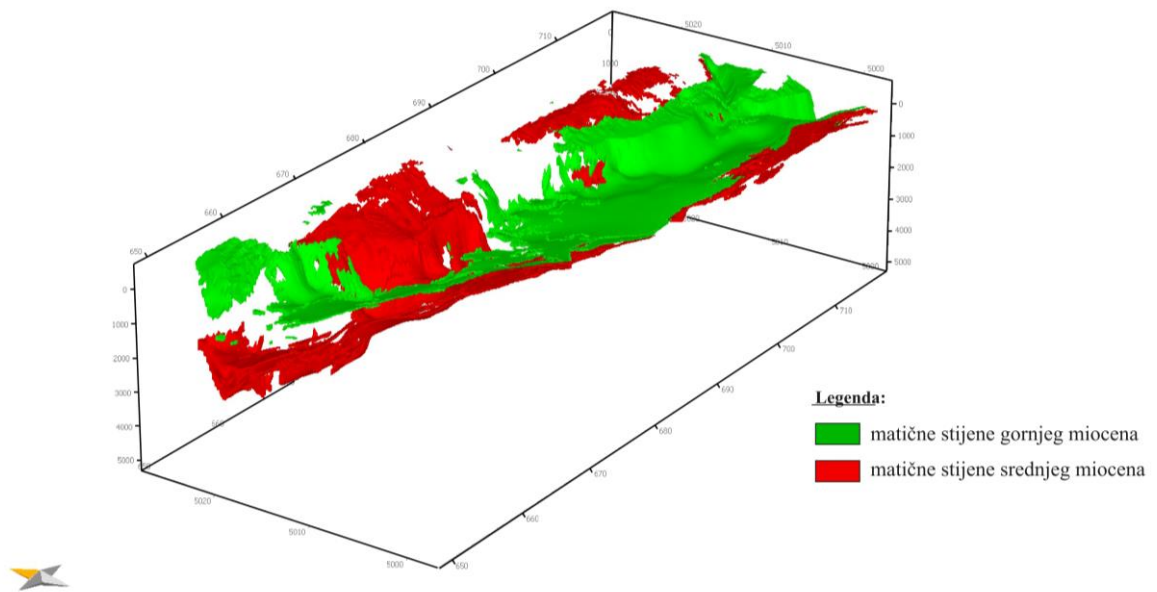
5. REZULTATI

Nakon određivanja svih ulaznih parametara na temelju dostupnih podataka model je bio spreman za pokretanje simulacije. Programu se može odrediti hoće li simulaciju odraditi statički ili dinamički. U slučaju zadavanja statičke simulacije program će dati izlazne podatke o vrijednostima temperature, vitritne refleksije i faktora pretvorbe, a u slučaju dinamičke, migracijske puteve i akumulacije ugljikovodika. Treba dodati kako je za svrhe istraživanja ovog diplomskog rada sama geometrija modela pokrupnjena radi brže obrade podataka samog programa ne veličinu ćelija 200 x 200 metara. Prikaz dobivenih rezultata unutar programa PetroMod promatra se unutar prozora s opcijom *viewer 3D*.

Prilikom izvršene dane naredbe za statičku simulaciju dobio se 3D – model (Slika 27) s uprosječnim litološkim sastavom. Rezultati se mogu filtrirati te postoji mogućnost prikaza svakog pojedinog sloja, horizonta ili litologije unutar 2D ili 3D prozora kao na Slici 28, gdje su prikazane matične stijene srednjeg i mlađeg miocena.

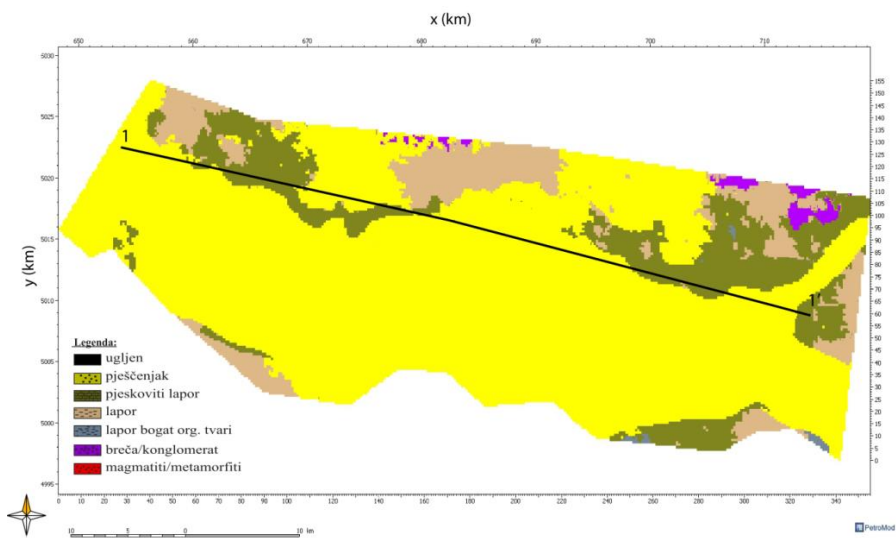


Slika 27. Trodimenzionalni prikaz modela Savske depresije konstruiranog u programu Petrel i izveženog u PetroMod na daljnju obradu.

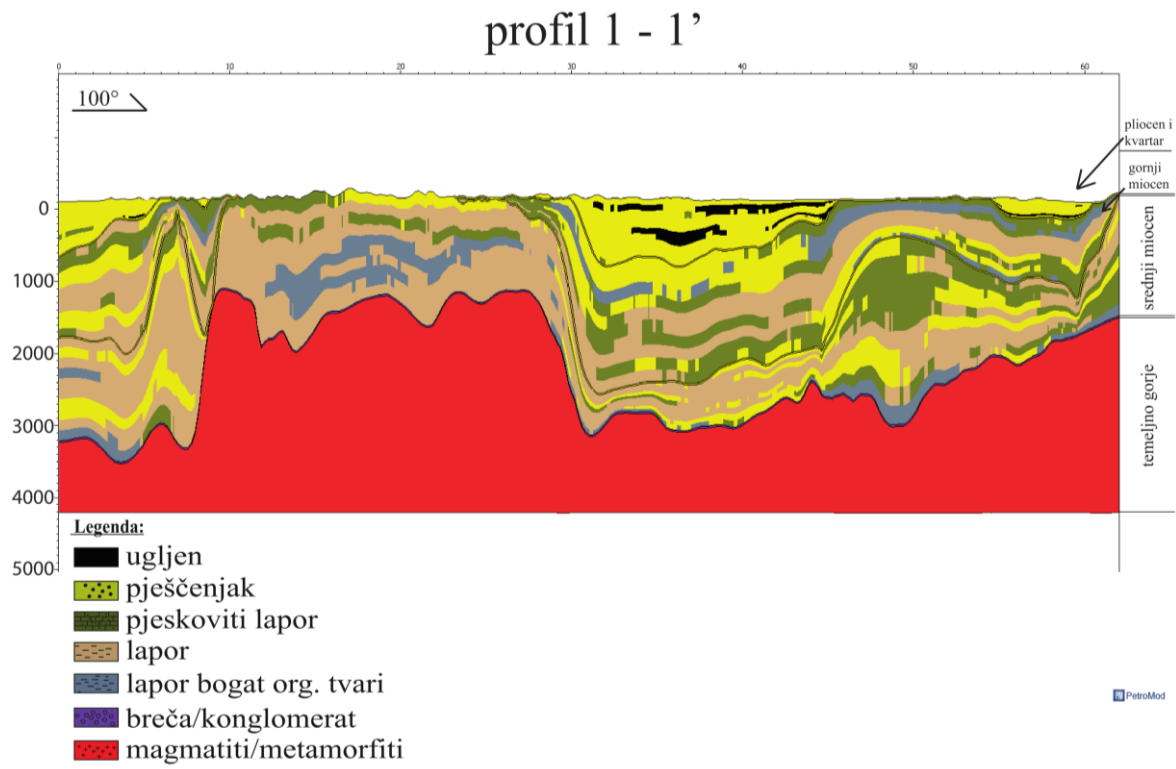


Slika 28. Trodimenzionalni prikaz rasprostranjenosti matičnih stijena srednjeg i mlađeg miocena.

Mogućnošću ekstrakcije u dvodimenzionalni prikaz može se dobiti uvid u geološke strukture u podzemlju povlačenjem uzdužnog, poprečnog ili kombiniranog profila (Slika 29). Primjerice, uvidom u konstruirani uzdužni profil 1 – 1' (Slika 30) može se zamijetiti veliki broj povoljnih antiformalnih struktura za akumulaciju ugljikovodika te smještaj matičnih, kolektorskih i izolatorskih stijena. Dobivene strukture uvjetovane su prema iskartiranim stratigrafskim horizontima na temelju bušotinskih i seizmičkih podataka prema Rukavini (2015).



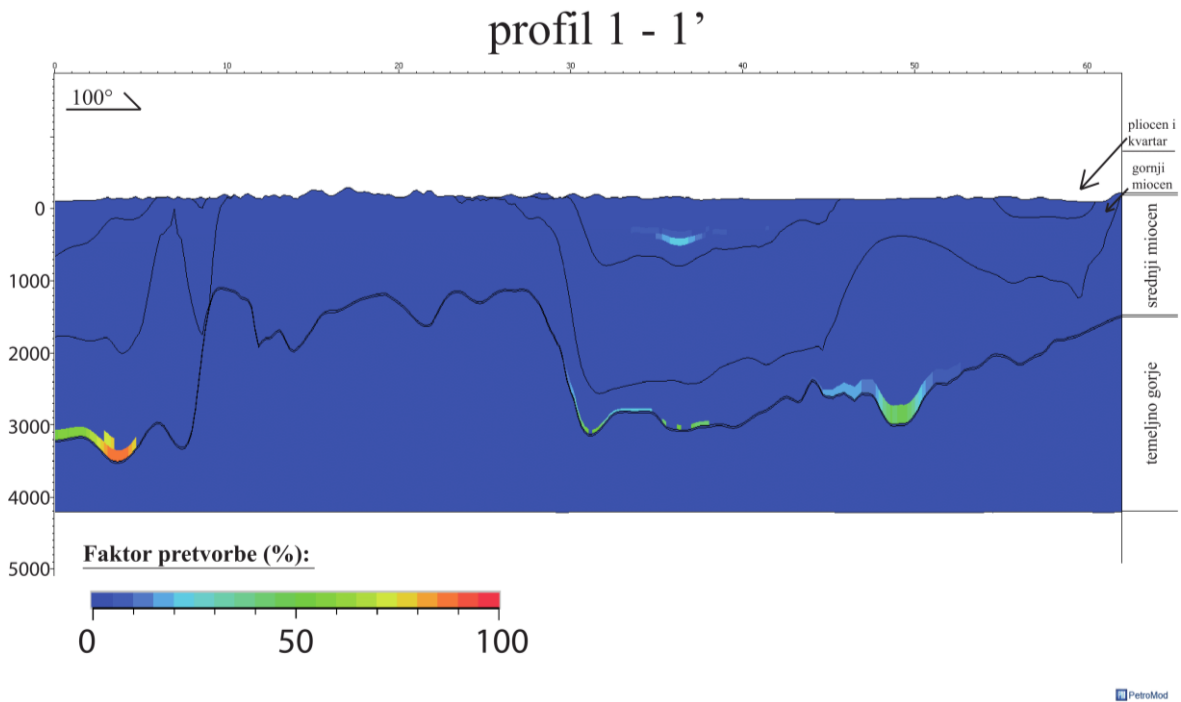
Slika 29. Poprečni profil područja konstruiran s namjerom da se ekstrakcijom dobije uvid u strukture u podzemlju.



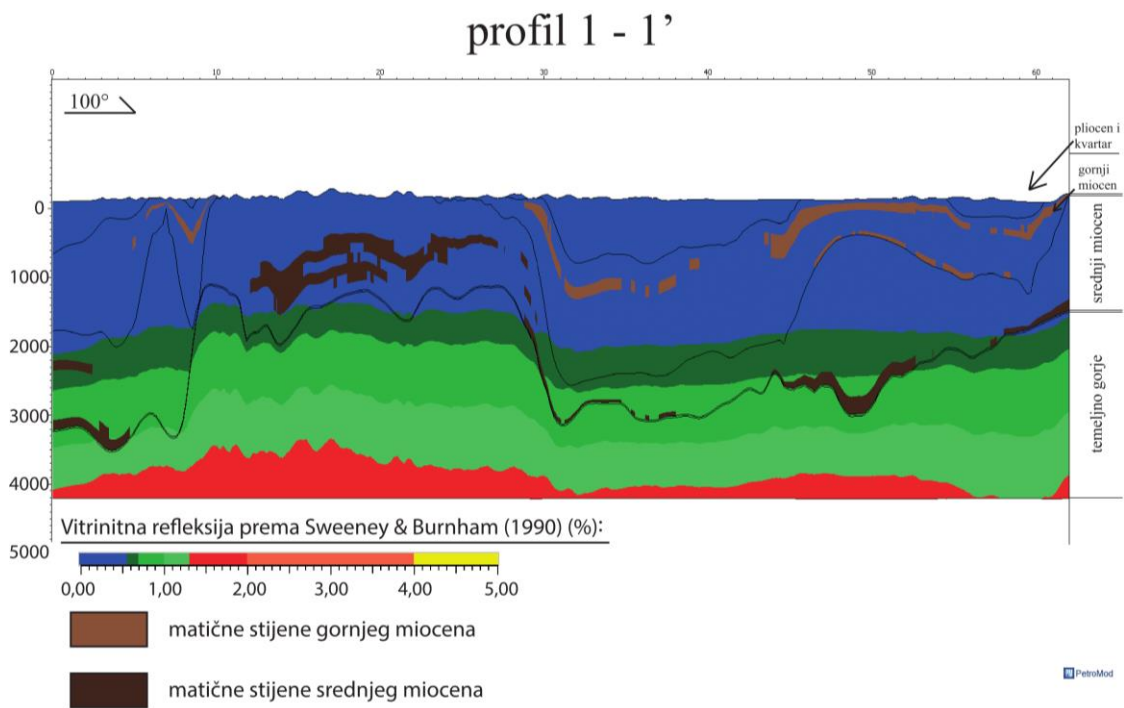
Slika 30. Uzdužni profil 1 - 1' dobiven ekstrakcijom iz 3D - modela.

Dobivene izlazne vrijednosti temperature, vitrinitne refleksije i faktora pretvorbe (*engl. TR – Transform Ratio*), nakon simulacije, mogu se u programu kombinirati sa zanimljivim slojevima ili litologijama koje želimo promatrati u sklopu proučavanja promjena, primjerice, matičnih stijena. Parametar koji govori o odnosu generiranih ugljikovodika naspram njihovog ukupnog naftnomatičnog potencijala u kritičnom trenutku je faktor pretvorbe (*engl. Transformation Ratio – TR*). Profil 1 – 1' (Slika 31) pokazuje vrijednosti faktora pretvorbe za matične stijene srednjeg i gornjeg miocena prema kojem se može vidjeti da stijene srednjeg miocena na zapadnom dijelu profila dosežu vrijednosti i do 85 %, dok na istočnom dijelu znatno slabije, otprilike 45 %. Mali iznos faktora pretvorbe pokazuju i slojevi ugljena (oko 15 %) koji su dali neznatne količine biogenog plina. Prema istom profilu samo s prikazanim vrijednostima vitrinitne refleksije matičnih stijena prema Sweeney i Burnham (1990), (Slika 32), vidi se kako velika količina matičnih stijena srednjeg miocena ima vrijednosti R_o ispod 0,6 %, koja se smatra donjom granicom naftnog prozora. Prema tome, neovisno o količini organskog ugljika, nemaju mogućnost generiranja nafte. Matične stijene na rubovima profila smještene uz samu granicu temeljnog gorja imaju vrijednosti do 1 % te su zahvaćene naftnim prozorom. Matične

stijene gornjeg miocena također su ispod donje granice naftnog prozora tj. one se nalaze u ranoj fazi katageneze te nisu generirale ugljikovodike.

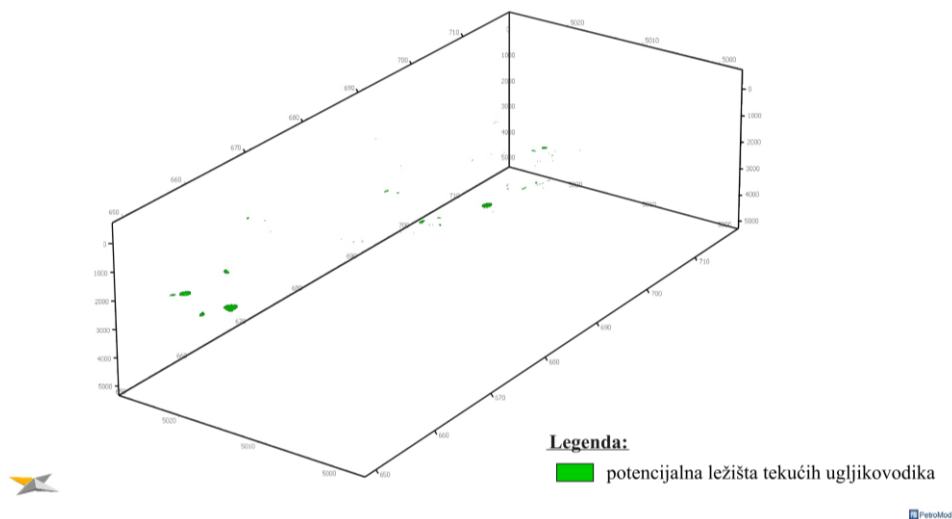


Slika 31. Uzdužni profil 1 – 1' s prikazanim faktorom pretvorbe za matične stijene i ugljen.

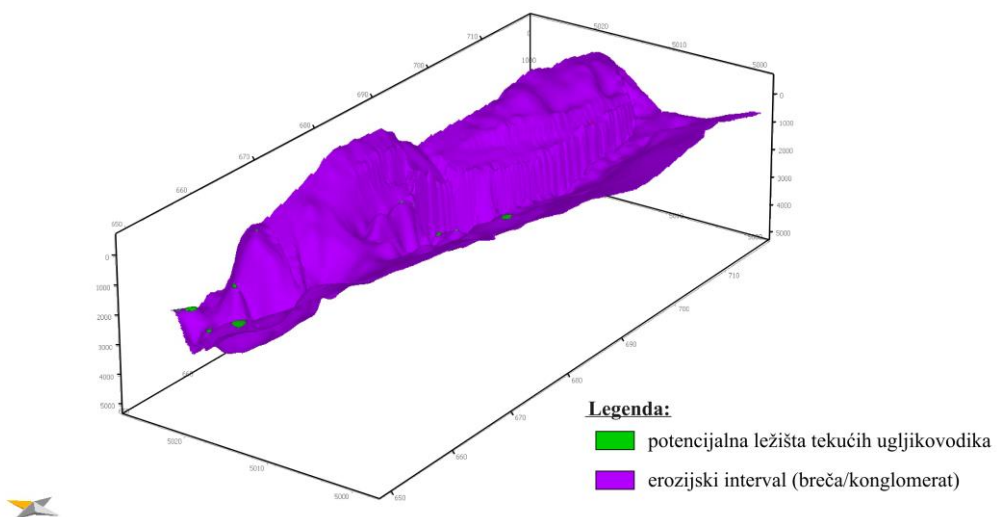


Slika 32. Poprečni profil 1 - 1' s prikazom smještaja matičnih stijena srednjeg i gornjeg miocena u odnosu na vrijednosti vitrinitne refleksije.

Naredbom za dinamičku simulaciju (*engl. Hybrid – Darcy + Flowpath*) dobili smo uvid u lokacije unutar bazenskog modela gdje se pretpostavljaju akumulacije nafte (Slika 33). Pregledom slojeva vide se manje lokalne nakupine u formacijama srednjeg i gornjeg miocena te nešto veći volumen u erozijskim klastitima (Slika 34). Stoga se može zaključiti da su generirani ugljikovodici pretežito imali migraciju u smjeru gravitacije, što se može objasniti većom propusnošću krupnih klastita od nadležćeg lapora te izrazito visokih tlakova. Ležišta su smještena u antiklinalama koje su uvidom u 3D – model zatvorene u svim smjerovima (Slika 34).



Slika 33. Trodimenzionalni prikaz potencijalnih ležišta ugljikovodika prema izračunima programa PetroMod.



Slika 34. Trodimenzionalni prikaz potencijalnih ležišta ugljikovodika u erozijskom intervalu prema izračunima programa PetroMod.

Program je izračunao i volumene „in-situ“ nafte (nafta zaostala u matičnim stijenama koja još nije ekspulzirala), nafte akumulirane u ležištu i preostali naftni potencijal koji iznosi $9,2 \times 10^{11}$ kubnih metara koji je naspram drugih dobivenih volumena znatno veći. Rezultati se mogu vidjeti u Tablici 3 gdje je također prikazan volumni raspored po ležištima. Razlog je velika količina matičnih stijena koje nisu dosegle stadij katageneze.

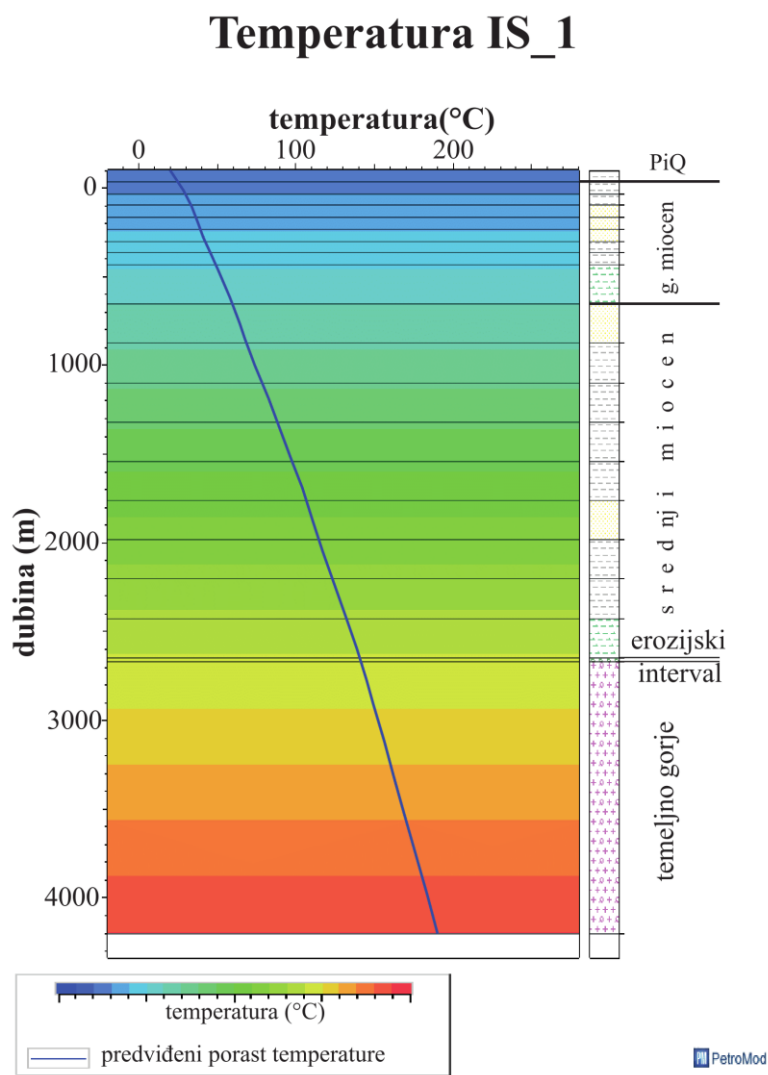
Tablica 3. Prikaz volumena akumulirane nafte u simuliranom modelu.

	Volumen Preostalog potencijala (10^6 m^3)	Volumen „in-situ“ nafte (10^6 m^3)	Volumen nafte akumulirane u ležištu (10^6 m^3)
Pliocen i kvartar	0	0	0
Gornji miocen	1459,93	11,74	0,13
Srednji miocen	2484,80	64,87	49,82
Erozijski interval	0	0	10,69
Temeljno gorje	0	0	0
Savska depresija Σ	3944,73	76,61	60,64

6. DISKUSIJA

Bazensko modeliranje kao termin koji predstavlja sintezu znanja iz više područja geologije iziskuje široki spektar podataka u koje su uključeni geofizički, geokemijski, paleontološki, sedimentološki, mineraloški i petrofizikalni podaci. Bilo bi poželjno da je skup ulaznih podataka što pouzdaniji i relevantniji za istraživano područje. Primarni zadatak ovog diplomskog rada bila je izrada 1D, 2D i 3D modela te određivanje ugljikovodičnog potencijala. Zbog nedostupnosti podataka temperature iz DST - a ili s dna bušotine koji su neophodni za njihovu kalibraciju, izrada 1D i 2D modela nije bila svrsishodna. Prilikom izrade prikaza područja idealan slijed obrade podataka bio bi od izrade 1D – modela gdje se nakon izvršene simulacije u jednostavnom skupu izlaznih parametara može dobiti uvid u povijest sedimentacije područja, vrijednosti vitrinitne refleksije, temperature, tlaka i faktora pretvorbe. Nakon toga, nadograđivanjem i povećavanjem broja ulaznih parametara te kompleksnosti obrade istih, postupno se napreduje do 3D – modela. Prilikom same konstrukcije istraživanoga područja u programu Petrel, preuzeti litološki sastav stijena iz geološkog izvješća u bušotinama treba uzeti s dozom opreznosti. Mali broj dostupnih podataka iz jezgrovanih intervala u bušotini nadomješten je litološkim podacima materijala iz isplake koji često mogu biti nepouzdana. Bitno je napomenuti da je broj bušotina relativno malen u odnosu na područje istraživanja te da kartirani horizonti PNG, PPa i PPIQ na osnovi geofizičkih istraživanja mogu sadržavati pogreške. Seizmičke profile, naime, treba isključivo gledati kao skup pozitivnih i negativnih amplituda (seizmičkih odziva) koje nikako ne predstavljaju slojeve u podzemlju te će kvaliteta interpretacije ovisiti o iskustvu i znanju osobe koja kartira podzemlje. Tijekom postavljanja graničnih uvjeta, treba obratiti pozornost da su vrijednosti toplinskog toka izrazito uprosječene, uključujući kartu recentnog toplinskog toka koja je konstruirana na temelju dostupnih podataka na području cijelog Panonskog bazena. Nemogućnost kalibracije temperature s podacima iz bušotina na istražnom, dovodi u pitanje točnost procijenjenih vrijednosti, uzimajući u obzir da je temperatura jedan od glavnih čimbenika koji utječe na generiranje ugljikovodika iz matične stijene, kao i vrijednosti paleo toplinskog toka koje su zbog izostanka podataka o vitrinitnoj refleksiji prema kojoj se računa temperatura u geološkoj prošlosti. Procijenjena količina ugljikovodika koju su matične stijene generirale može biti povezana s tipom odabranog *kinetika* koji određuje ekspulziju nafte i plina pri temperaturama od 110°C i 150 °C, što je daleko viša vrijednost od srednjih vrijednosti na

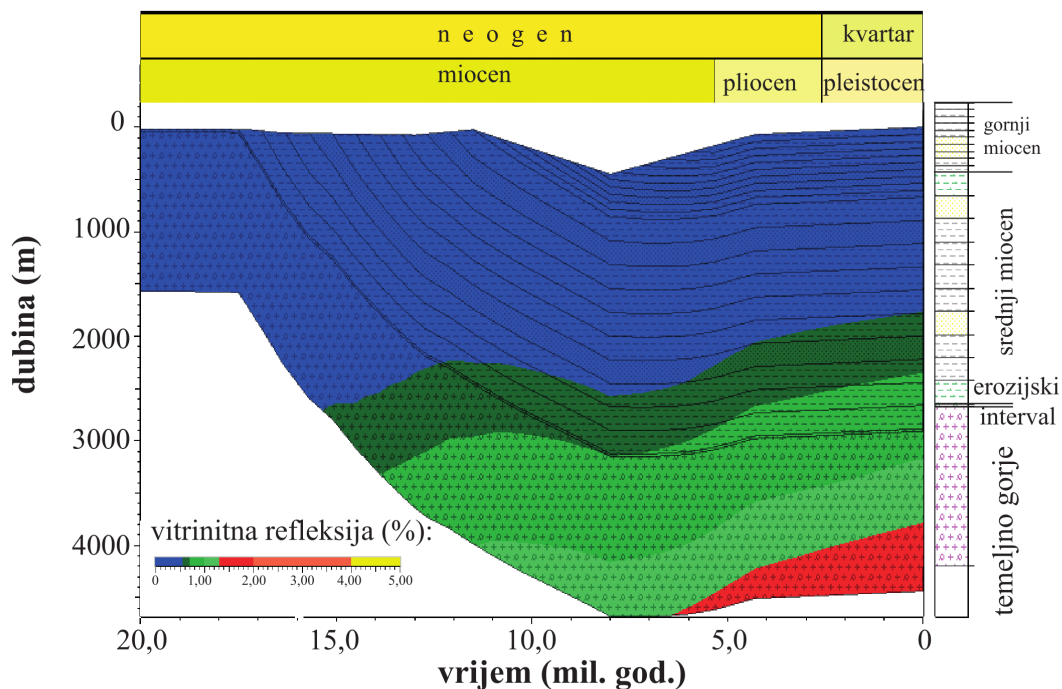
istražnom području. Korištenjem *kinetika* koji bi opisivao svojstva matičnih stijena na ovim prostorima vjerojatno bi se dobili bolji rezultati. Temperaturni maksimumi koji odgovaraju zadanom kinetiku (110 °C za naftni prozor) dobiveni ekstrakcijom u 1D model prema bušotini IS_1 dosegnuti tek na dubinama od 1600 metara (Slika 35). Plava linija predstavlja predvideni porast temperature. Matične stijene na istočnom dijelu profila potrošile su tri četvrtine svog generativnog potencijala dok je faktor pretvorbe manji za matične stijene na zapadnom dijelu te znači da još mogu proizvoditi ugljikovodike.



Slika 35. Prikaz ovisnosti temperature o dubini podzemlja.

Prema konstruiranom dijagramu (Slika 36) na kojem je prikazana povijest zalijeganja od prije 20 mil. godina u odnosu na vrijednosti vitrinitne refleksije dobivenom ekstrakcijom iz bušotine IS_1, možemo vidjeti kako su matične stijene srednjeg miocena na tom području ušle u naftni prozor prije otprilike 13 milijuna godina. S obzirom da porastom termalnog učinka ekvivalentno raste i vrijednost vitrinitne refleksije postoji mogućnost da bi u slučaju dostupnosti podataka za kalibraciju, matične stijene srednjeg miocena prikazane na profilu 1 – 1' (Slika 32) bile zahvaćene naftnim prozorom.

Vitrinitna refleksija prema Sweeney & Burnham (1990)

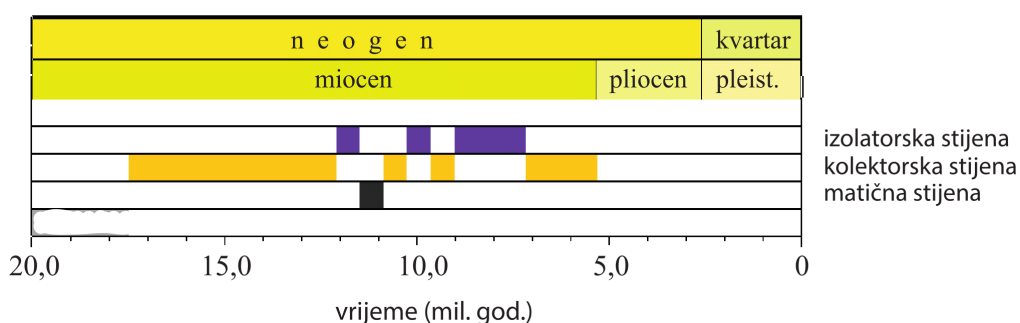


PetroMod

Slika 36. Prikaz povijesti zalijeganja formacija na području Savske depresije u odnosu na vrijednosti vitrinitne refleksije.

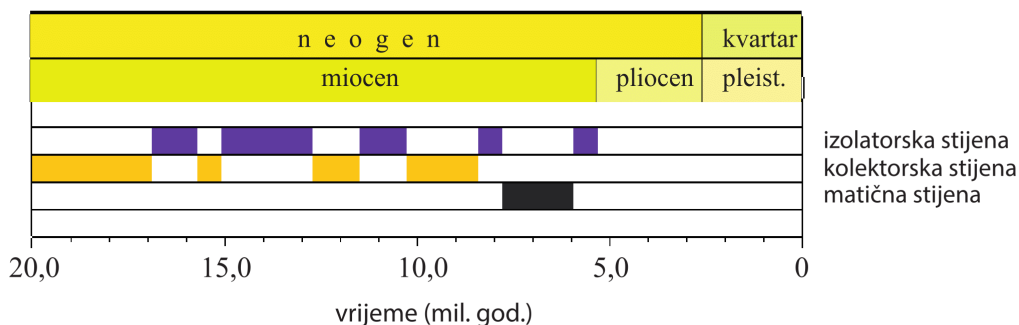
Što se tiče pravovremenosti u okviru naftnogeološkog sustava rekonstruirani su događaji u geološkoj prošlosti formiranja matičnih, kolektorskih i izolatorskih stijena za bušotine IS_1 (Slika 38) i IS_3 (Slika 37). Povoljniju situaciju za zaustavljanje migracije i stvaranja ležišta ima područje u blizini bušotine Istočna Sava_3 gdje se vidi taloženje matičnih stijena u razdoblju srednjeg miocena na koje se nastavljaju dijagenetski procesi sedimenata s kolektorskim i izolatorskim svojstvima. S obzirom na nepredvidivu prirodu migracijskih procesa za detaljniju analizu bilo bi zanimljivo uključiti rasjedne strukture. Normalni rasjedi u okviru formiranja naftnogeoloških sustava igraju značajnu ulogu u migracijama ugljikovodika, dok se uz paraklaze reversnih rasjeda mogu stvoriti dodatne zamke za ugljikovodike. Naftni potencijal istočnog dijela Savske depresije se s obzirom na sve izloženo, na temelju izlaznih vrijednosti parametara te samih vrijednosti količina akumulirane nafte, može smatrati siromašnim.

Događaji naftnogeološkog sustava IS_3



Slika 37. Prikaz slijeda događaja naftnogeološkog sustava za bušotinu IS_3.

Događaji naftnogeološkog sustava IS_1



Slika 38. Prikaz slijeda događaja naftnogeološkog sustava za bušotinu IS_1.

7. ZAKLJUČAK

Rezultatima bazenskog modeliranja utvrđeno je da su potencijalne matične stijene srednjeg miocena zahvaćene naftnim prozorom te su generirale određene količine ugljikovodika. Također, ustanovljeno je da su matične stijene mlađeg miocena nezrele, tj., nisu ušle u naftni prozor jer su smještene na malim dubinama gdje su temperature nedovoljno visoke kako bi matične stijene bile zahvaćene procesom katageneze. S obzirom na mali broj dostupnih bušotinskih podataka, rezultati bi se mogli poboljšati izradom novih istražnih bušotina na prostoru i povećanjem broja geokemijskih i bušotinskih istraživanja. Primjerice, kada bi se znala konkretna rasprostranjenost matičnih stijena srednjeg miocena na području istočne Save, koje su u radu pretpostavljene na temelju podataka iz okolnih područja, moglo bi se nakon izvršene simulacije konkretnije raspravljati o perspektivnosti područja.

Povišene vrijednosti toplinskog toka i dalje predstavljaju zanimljivu prospekcijsku indiciju u okviru naftnogeoloških istraživanja, s obzirom da su u zapadnom dijelu Savske depresije pronađene značajne količine ugljikovodika koji se eksploatiraju s ekonomskom isplativošću.

Uključivanjem rasjednih struktura potencijalno bi se dobili migracijski putevi te zamke za migrirajuće ugljikovodike.

Načinjeni model istočnog dijela Savske depresije prvi je na ovome području, te predstavlja korak prema daljnjem istraživanju ugljikovodičnog potencijala ovog područja unatoč malim vrijednostima dobivenih volumena ugljikovodika.

8. LITERATURA

Al – Hajeri, M. M., Al – Saeed M (2009): Basin and petroleum system modeling, Oilfield review, 21, broj 2, Schlumberger, str. 5-10.

Andričević, R., Gotovac, H., Ljubenković, I.(2007): Geostatistika: Umijeće prostorne analize, Sveučilište u Splitu, Građevinsko-arhitektonski fakultet, Split, str. 15-27.

Beardmore, G.R., Cull, J.P. (2001): Crustal Heat Flow, Cambridge University Press.

Bjørlykke, K. (2010): Petroleum Geoscience: From sedimentary environments to rock physics; Oslo, Norway; Springer.

Brčković, A., Kovačević M., Cvetković, M., Kolenković Močilac, I., Rukavina, D., Saftić, B. (2017): Application of artificial neural networks for lithofacies determination based on limited well log data, Central European geology, br. 60, str. 299 - 315

Cvetković, M (2013): Naftno geološki potencijal i litostratigrafska razradba trećega neogensko – kvartarnog megaciklusa u Savskoj depresiji, Doktorska dizertacija, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb.

Cvetković, M., Velić, J. (2015): Stratigraphy and petroleum geology of the Croatian part of the Adriatic Basin, Journal of petroleum geology, broj 38, str. 281 – 300.

Dolton, G. L. (2006): Pannonian Basin Province, Central Europe (Province 4808)-Petroleum Geology, Total Petroleum Systems and Petroleum Resource Assessment, U.S. geological survey, Reston, Virginia; Bulletin 2204-B.

Kauerauf, A.I., Hantschel, T. (2009): Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, Springer Dordrecht Heidelberg, London, New York, str. 5-23, 35-42, 118-121.

Magaš, D. (2013): Geografija Hrvatske, Zadar: Meridijan.

Malvić, T. (2008): Primjena geostatistike u analizi geoloških podataka, INA – industrija nafte d.d., Zagreb.

Malvić, T., Saftić, B (2008): Dubinsko kartiranje, fakultetska skripta, Rudarsko – geološko – naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, str. 5-8.

- Malvić, T., Velić, J. (2005): Neogene tectonics in Croatian part of the Pannonian Basin and reflectance in hydrocarbon accumulation, INA i Sveučilište u Zagrebu, RGN-f, Zagreb.
- Mckillup, S., Dyar, M.D. (2010): Geostatistics explained: An introductory guide for earth scientists, Cambridge University press.
- Pavelić, D., Kovačević M. (2018): Sedimentology and stratigraphy of the Neogene rift-type North Croatian Basin (Pannonian Basin System, Croatia): A review; Marine and Petroleum Geology 91, str. 455-469, Elsevier, str. 1-15.
- Royden, L., Horvath, F., Rampler, J. (1983): Evolution of the Pannonian basin system, 1. Tectonics. – Tectonics, br. 2/1, str. 63 – 90.
- Rögl, V. F. (1998): Paleogeographic considerations for Mediterranean and Paratethys seaways (Oligocene to Miocene), Naturhistorisches Museum Wien, 99 A, str. 279 – 310.
- Rukavina, D. (2015): Strukturna analiza i interpretacija tektonske evolucije istočnog dijela Savske depresije, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko – geološko – naftni fakultet, diplomski rad.
- Saftić, B., Velić, J., Sztano, O., Juhasz, G., Ivković, Ž. (2003): Tertiary subsurface facies, source rocks and hydrocarbon reservoirs in the SW part of the Pannonian Basin (Northern Croatia and South-Western Hungary), Geologia Croatica, 56/1, str. 101-122, Zagreb.
- Schmid, S.M., Bernoulli, D., Fugenschuh, B., Matenco, L., Schefer, S., Schuster, R., Tischler, M., Ustaszewski, K (2008): The Alpine – Carpatian – Dinaric orogenic system: Correlation and evolution of tectonic units, Swiss J. Geosci., br. 101, str. 93 – 117.
- Selley, R. C., Sonnenberg, S. A.(2014): Elements of petroleum geology, Academic press, Elsevier, third edition
- Silva, M. I. (2012): How to transfer a 3D grid from Petrel to PetroMod software, using the petroleum systems model plug-in, News Click, 5
- Tissot, B. P., Welte, D. H. (1978): Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration, drugo izdanje, New York, Springer.

Troskot-Ćorbić, T., Velić, J., Malvić, T. (2009): Comparison of the Middle Miocene and the Upper Miocene source rock formations in the Sava Depression (Pannonian Basin, Croatia), *Geologica Croatica*, 62/2, str. 123-133, Zagreb.

Tyson, R. V., Pearson, T. H. (1991): Modern and ancient continental shelf anoxia: an overview, *Geological society special publication*, br. 58, str. 1-24.

Velić, J. (2007): *Geologija ležišta nafte i plina*, Sveučilište u Zagrebu, RGN-f, Zagreb.

Wygrala, B. P. (1989): Integrated study of an oilfield in the southern Po basin, northern Italy; doktorski rad, Sveučilište Köln.

Neobjavljeni izvori:

INA – naftaplin (1957): Geološko izvješće za bušotinu Nova Kapela - 1

INA – naftaplin (1962): Geološko izvješće za bušotinu Kurjakane - 4

INA – naftaplin (1962): Geološko izvješće za bušotinu Okučani - 1

INA – naftaplin (1983): Izvješće o likvidaciji bušotine Kurjakane - 4

Internet izvori:

<https://www.google.com/intl/hr/earth> (pristup: 2.12.2018.)

help.rockware.com (pristup: 2.12.2018.)