

Procjena ugljikovodičnog potencijala područja Požeške kotline bazenskim modeliranjem

Emanović, Ivona

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:169:699315>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-04-20**



Repository / Repozitorij:

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



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

Diplomski rad

PROCJENA UGLJIKOVODIČNOG POTENCIJALA PODRUČJA POŽEŠKE KOTLINE
BAZENSKIM MODELIRANJEM

Ivona Emanović

G253

Zagreb, 2018.



KLASA: 602-04/18-01/8
URBROJ: 251-70-03-18-3
U Zagrebu, 11.01.2018.

Ivona Emanović, studentica

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju Vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-04/18-01/8, UR. BROJ: 251-70-03-18-1 od 10.01.2018. godine priopćujemo temu diplomskog rada koja glasi:

PROCJENA UGLJIKOVODIČNOG POTENCIJALA PODRUČJA POŽEŠKE KOTLINE BAZENSKIM MODELIRANJEM

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)

**Predsjednica povjerenstva za
završne i diplomske ispite**

(potpis)

Prof. dr. sc. Dunja Aljinović

(titula, ime i prezime)

**o. d. prodekanice za nastavu i
studente**

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Lidia Hrnčević

(titula, ime i prezime)

Sveučilište u Zagrebu

Diplomski rad

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

PROCJENA UGLJIKOVODIČNOG POTENCIJALA PODRUČJA POŽEŠKE KOTLINE
BAZENSKIM MODELIRANJEM

IVONA EMANOVIĆ

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

Sažetak

Požeška kotlina predstavlja regionalno izolirani prostor s malo obavljenih naftnogeoloških istraživačkih radova i bez pozitivnih otkrića ugljikovodika. S obzirom na navedeno, načinjen je detaljan prikaz litološkog sastava, potencijalnih ležišta ugljikovodika te njihovih migracijskih putova postupkom bazenske analize. Interpretacija i obrada podataka te konstrukcija jednodimenzionalnog, dvodimenzionalnog i trodimenzionalnog modela načinjena je unutar Petrel E&P Software Platform 2016 i PetroMod 2016 računalnih programa. Bazenskim modeliranjem utvrđeno je postojanje ograničenog ugljikovodičnog potencijala na prostoru Požeške kotline te bi ovaj rad mogao poslužiti daljnjem istraživanju na spomenutom prostoru.

Ključne riječi: Panonski bazen, Požeška kotlina, bazensko modeliranje, matične stijene, zrelost

Diplomski rad sadrži: 47 stranica, 31 slika, 8 tablica i 34 referenca

Jezik izvornika: hrvatski

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

Mentor: dr. sc. Marko Cvetković, docent RGNF

Ocjenjivači: dr. sc. Marko Cvetković, docent RGNF

dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF

dr. sc. Davor Pavelić, redoviti profesor RGNF

Datum obrane: 19. siječanja 2018.

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology
and Petroleum Engineering

Master's Thesis

HYDROCARBON POTENTIAL ESTIMATION OF THE POŽEGA VALLEY AREA BY THE BASIN MODELING

IVONA EMANOVIĆ

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

Abstract

Požega Valley represents regionally isolated area underexplored with respect to hydrocarbon potential and without positive discoveries. In this thesis detailed lithology, potential hydrocarbon reservoirs and their migration paths were modelled using basin analysis method. Interpretation, data processing and 1D, 2D, 3D model construction were build using Petrel E&P Software Platform 2016 and PetroMod 2016. The results of the basin modelling have determined limited hydrocarbon potential of Požega Valley area. Therefore, this thesis could be used for further exploration of mentioned area.

Key words: Pannonian Basin, Požega Valley, source rocks, basin modelling, maturity

Thesis contains: 47 pages, 31 figures, 8 tables, 34 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 defence: Januar 19th, 2018.

Veliko hvala mentoru doc. dr. sc. Marku Cvetkoviću koji je uvijek našao vremena za sva moja pitanja i strpljivo pomagao u izradi ovog diplomskog rada.

Hvala i doc. dr. sc. Ivi Kolenković Močilac na stručnim primjedbama i korisnim savjetima.

Između ostalog, htjela bih zahvaliti Ministarstvu zaštite okoliša i energetike, Agenciji za ugljikovodike te Vermilion Zagreb Exploration d.o.o. na ustupljenim podacima.

Also, I would like to thank Schlumberger company, for providing academic licences for PetroMod 16 and Petrel software, without which this kind of thesis wouldn't be possible.

Na kraju se želim zahvaliti svojim roditeljima koji su me nesebično podržavali tijekom cijeloga školovanja. Od srca vam na tome hvala!

SADRŽAJ:

1. UVOD	1
2. REGIONALNI GEOLOŠKI ODNOSI	2
2.1 Megaciklusi neogenske ispune	4
2.2 Matične stijene na području hrvatskog dijela Panonskog bazena	4
2.3. Stratigrafski slijed Požeške kotline.....	8
2.3.1 Podloga neogena	8
2.3.2 Ispuna neogena i kvartara	9
3. METODOLOGIJA.....	12
3.1 PetroMod 2016	12
3.1.1 Jednodimenzionalno modeliranje	12
3.1.2 Dvodimenzionalno modeliranje	13
3.1.3. Trodimenzionalno modeliranje	16
4. BAZENSKO MODELIRANJE	17
4.1 Granični uvjeti.....	17
4.2. Jednodimenzionalni bazenski model	21
4.3. Dvodimenzionalni bazenski model	28
4.4. Trodimenzionalni bazenski model	31
5. ZAKLJUČAK.....	43
6. LITERATURA:	44

POPIS SLIKA:

Slika 1.1. Požeška kotlina (<i>Preuzeto s GoogleEarth</i>)	1
(https://earth.google.com/web/@45.5047749,17.57239739,648.32631532a,243044.3564767d,35y,0h,0t,0r)	1
Slika 2.1. Prostor Požeške kotline unutar Panonskog bazenskog sustava (<i>Preuzeto iz Ćorić et al., 2009</i>).....	3
Slika 2.2. Karta distribucije vrijednosti toplinskog toka na području Panonskog bazena i okolnih područja. (<i>Preuzeto iz Lenkey et al. 2002</i>)	7
Slika 2.3. Geološki stup bušotine Tekić-1 (modificirano prema Brković et al., 2017, prema Najdenovskom 1988).....	11
Slika 3.1. Hodogram izrade 1D modela u softveru PetroMod 2016 (<i>Prema Schlumberger, 2013</i>)	13
Slika 3.2. Hodogram izrade 2D modela u softveru PetroMod 2016 (<i>Prema Schlumberger, 2013</i>)	15
Slika 3.3. Hodogram izrade 3D modela- Petrel – PetroMod (<i>Prema Silva, 2012</i>).....	16
Slika 4.1. Vrijednosti toplinskog toka kroz geološku prošlost na istražnom području	18
Slika 4.3. Dijagram srednje temperature i geografske širine (Wygrala, 1989).....	20
Slika 4.4. Kalibrirane vrijednosti temperature u bušotini Tekić-1	24
Slika 4.5. Temperaturna evolucija podzemlja obuhvaćenog bušotinom Tekić-1 kroz geološko vrijeme.....	25
Slika 4.6. Jednodimenzionalni prikaz predviđenog porasta vitrinitne refleksije u bušotini	26
Slika 4.7. Predviđene vrijednosti vitrinitne refleksije na dijagramu zalijeganja u bušotini Tekić-1 (<i>Vrijednosti vitrinitne refleksije utvrđene prema Sweeney & Burnham (1990)</i>)....	27
Slika 4.8. Prikaz elemenata naftnog sustava kroz geološko vrijeme.....	27
Slika 4.9. Digitalizirani profil B s pripadajućim horizontima	28
Slika 4.10. Determinacija facijesa s pripadajućom litologijom na istražnom području (<i>Tumač kratica: Cl-glina; Ss-pješčenjak; Shale-šejl; Sandstone- pješčenjak; SS-pješčenjak obogaćen kvarcom; CL-laporovita glina; Ma/Marl-lapor</i>)	29

Slika 4.11. Prikaz izlaznog modela s pretpostavljenim ležištima i migracijskim putovima	30
Slika 4.12. Prikaz faktora pretvorbe (TR) matičnih stijena	30
Slika 4.13. Variogramska krivulja pješčenjaka horizonta A, „ensemble“ model	32
Slika 4.14. Variogramska krivulja lapora horizonta A, „single“ model	32
Slika 4.15. Variogramska krivulja lapora horizonta A „single-ensemble fit“ model.....	32
Slika 4.16. Orijentacijski smjer male i velike osi variograma kod (a) „single“ modela, (b) „ensemble“ modela te (c) „single-ensemble fit“ modela	33
Slika 4.17. Opcije simulatora.....	34
Slika 4.18. Trodimenzionalni prikaz Požeške kotline s pripadajućom litološkom sastavom (Single model)	35
Slika 4.19. Trodimenzionalni prikaz Požeške kotline s pripadajućom litološkom sastavom (Ensamble model)	35
Slika 4.20. Trodimenzionalni prikaz Požeške kotline s pripadajućim litološkom sastavom (Single-Ensamble model)	36
Slika 4.21. Usporedba modeliranih profila dobivenih (a) dvodimenzionalnim bazenskim modeliranjem (b) ekstrakcijom iz trodimenzionalnog bazenskog modela	37
Slika 4.22. Distribucija matičnih stijena kroz modele (a) Single (b) Ensamble (c) Single-Ensamble-Fit.....	38
Slika 4.24. Pretpostavljene akumulacije ugljikovodika proizašle iz bazenskog modeliranja za tri teoretska modela a) single model; b) ensemble model; c) single-ensemble_fit (Tablica 4-8)	42

POPIS TABLICA:

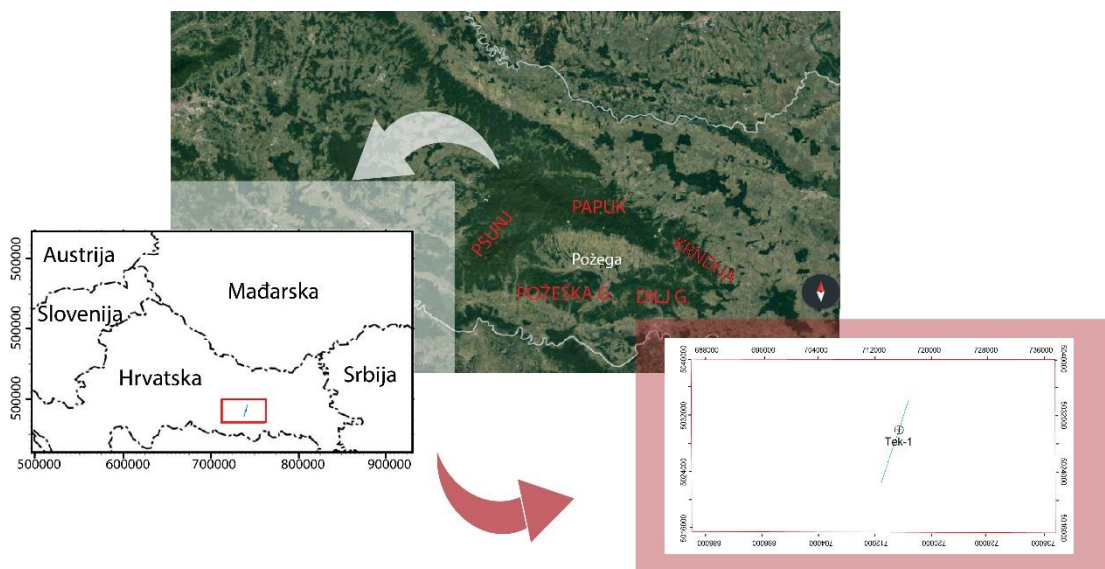
Tablica 4-1. Vrijednosti toplinskog toka kroz geološku prošlost (Lankey et al., 2002)	18
Tablica 4-2. Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (prema Cvetković, 2018).....	19
Tablica 4-3. Vrijednosti ukupne količine organskog ugljika za određene stijene (Kovačević, 2017).....	20
Tablica 4-4. Vrijednosti vodikovog indeksa za određene stijene (Kovačević, 2017)	20
Tablica 4-5. Starosna raspodjela te naziv horizonata s odgovarajućom dubinom unutar 1D modela	22
Tablica 4-6. Vrijednosti volumena naftnog potencijala pojedinih modela	41
Tablica 4-7. Vrijednosti volumena plinskog potencijala pojedinih modela	41
Tablica 4-8. Vrijednosti volumena naftnog potencijala pojedinih „teoretskih“ modela	41

1.UVOD

Za rekonstrukciju osnovne dubinskogeološke slike podzemlja odabrano je područje Požeške kotline. Požeška kotlina predstavlja regionalno izolirani prostor s malo načinjenih istraživačkih radova i bez pozitivnih otkrića ugljikovodika. S obzirom na navedeno, načinjen je detaljan prikaz litološkog sastava, potencijalnih rezervoara ugljikovodika te njihovih migracijskih putova postupkom bazenske analize. Podatci korišteni prilikom izrade ovog diplomskog rada dobiveni su iz bušotine Tekić-1 postavljene u središnjem dijelu same kotline, strukturne i litološke interpretacije iz Brcković (2018) te površinskih i dubinskih podataka o kvaliteti matičnih stijena.

Interpretacija i obrada podataka te konstrukcija jednodimenzionalnog, dvodimenzionalnog i trodimenzionalnog modela načinjena je unutar *Petrel E&P Software Platform 2016* i *PetroMod 2016*, dok je prikazani stup načinjen u Adobe Illustrator CC programu.

Područje Požeške kotline nalazi se u istočnom dijelu Hrvatske odnosno u jugozapadnom dijelu Panonskog bazenskog sustava (PBS). Sama kotlina rasprostire se na 977km², a omeđena je na sjeveru Papukom i Krndijom, na zapadu Psunjom te na jugu Požeškom gorom i Dilj gorom, koje zajedno čine slavonske planine (**Slika 1.1**).



Slika 1.1. Požeška kotlina (*Preuzeto s GoogleEartha*)

(<https://earth.google.com/web/@45.5047749,17.57239739,648.32631532a,243044.3564767d,35y,0h,0t,0r>)

2. REGIONALNI GEOLOŠKI ODNOSI

Panonski bazenski sustav predstavlja područje okruženo Alpama, Karpatima i Dinaridima te paleogeografski pripada području Centralnog Paratetisa. Formiran je tijekom ranog miocena uslijed kontinentalne kolizije i subdukcije europskog s afričkim kontinentom. Subdukcija je uzrokovala termalnu preturbaciju gornjeg omotača, što je rezultiralo slabljenjem kore te ekstenzijom pri čemu je formiran *back-arc* tip bazena. Razvoj bazena vezan je za alpsku orogenezu (Pavelić, 2001).

Istraživano područje, tj. područje Požeške kotline, nalazi se na jugozapadnom rubu Panonskog bazena (**Slika 2.1**). To je područje okruženo već spomenutim planinama (Papuk, Krndija, Psunj, Požeška gora, Dilj gora) čije se izdizanje odvijalo tijekom pliocena i kvartara. Geomorfološki gledano, kotlina predstavlja asimetričnu uzdužnu dolinu ili zaravan ispunjenu kvartarnim naslagama. Maksimalna dubina neogenske ispune iznosi oko 2700 m (Najdenovski, 1988).

Inicijalni nastanak kotline veže se za gornji oligocen–donji miocen kada je uslijedilo tonjenje prostora formirajući tektonsku grabu te uzdizanje planina horst tipa koje je okružuju. Slavonske planine predstavljaju deformirane strukture sastavljene od pred-mezozojske i mezozojske podloge prekrivene neogenskim sedimentima. Izdizanje te oblikovanje recentnog tektonskog sklopa, od prekambrija do kvartara odigralo se u više deformacijskih faza koje su uključivale i metamorfne promjene (Najdenovski, 1988).

Kotlina je omeđena normalnim rasjedima koji su pretpostavljeni u podnožju slavonskih planina. Pružaju se pravcem istok–zapad te jugozapad–sjeveroistok (Najdenovski, 1988). Rasjedanje, boranje i retrogradna rotacija Slavonskih planina se nastavlja i danas uz trend kretanja svih planina u smjeru sjevera (Jamičić 1995; 2003).



Slika 2.1. Prostor Požeške kotline unutar Panonskog bazenskog sustava (*Preuzeto iz Ćorić et al., 2009*)

2.1 Megaciklusi neogenske ispune

U hrvatskom dijelu Panonskog bazena utvđena su tri megaciklusa sedimentacije.

Prvi megaciklus s početkom približno u vrijeme otnanga karakterizira postupni porast razine vode koji se odvija tijekom starijeg te srednjeg miocena. U hrvatskom dijelu Panonskog bazena prvi megaciklus je tektonski okarakteriziran kao sinriftni s maksimumom od otnanga pa do badena. Karakteristična je izrazita varijabilnost u litološkom sastavu od izmjene krupnozrnatih i sitnozrnatih klastita te karbonata uz mjestimično pojavljivanje ugljena. Trajanje mu je prema Velić (2007) procijenjeno na 6,8 Ma.

Drugi megaciklus približno je trajao tijekom panona i ponta, odnosno u razdoblju od 5,9 Ma. U ovom megaciklusu zastupljen je jednoličan slijed pješćanih, siltnih i laporovitih tijela koja su međusobno vezana prijelaznim varijetetima, od siltnih pješćenjaka do siltnih lapora (Velić, 2007). Karakteristična je relativno mirna sedimentacijska sredina uvjetovana termalnom subsidencijom prostora Panonskog bazena (Prelogović et al., 1998; Lučić et al., 2001).

Treći megaciklus započeo je prije 5,6 Ma te traje i danas. Karakterizira ga izmjena slabovezanih pijesaka i mekanih glina koje sadrže rijetke slojeve lignita (Velić, 2007). Zadnja faza razvoja bazena potaknula je nakupljanje ugljikovodika u područjima aktivnog izdizanja. Razdoblje pliocena i kvartara u hrvatskom dijelu Panonskog bazena obilježeno je strukturnom reaktivacijom ranije stvorenih rasjednih struktura. Regionalno, strukture sinklinale koje su služile kao depocentri za arenitne sedimente, pod utjecajem kompresije prelaze u antiklinale.

2.2 Matične stijene na području hrvatskog dijela Panonskog bazena

Matične stijene ugljikovodika su sitnozrnasti, tamnosivi do crni, gusti sedimenti koji obično pokazuju jasnu laminiranost. U njima se organska tvar očuvala tijekom sedimentacije, a kasnije se složenim procesima kroz dugi vremenski period transformirala u netopivi kerogen visoke molekularne težine i topivi dio koji se naziva bitumen. Najčešće sadrže > 0,5% organske tvari (Vulama 2009; Velić, 2007). Najbolje očuvanje organske tvari je u sitnozrnastim sedimentima nastalim bez prisutnosti kisika. Prilikom transporta i taloženja te tvari prolaze kroz biološko-kemijsku pretvorbu nazvanu *dijagenezom*.

Proces stvaranja matičnih stijena započinje akumulacijom organske tvari unutar specifičnim sedimentacijskih okoliša, kako kopnenim, tako i morskim. Takvi okoliši su:

- močvare i zone plimnih ravnica i morskih delta;
- estuariji i lagune s bogatom opskrbom hranjivim tvarima;
- bazeni s ograničenom cirkulacijom na kontinentalnom šelfu i u obližnjim morima;
- šelfovi i gornji dijelovi kontinentalnih padina ispod zone priobalnog izdizanja;
- široko rasprostranjena područja dubokog mora tijekom sporog strujanja.

U većini tih okoliša prevladava umjerena do umjereno velika brzina sedimentacije (Velić, 2007).

Termičkom izmjenom dijela kerogena u bitumen povećava se sadržaj ugljika u pokretnim ugljikovodicima koji za sobom ostavljaju nepokretni, rezidualni kerogen. Dozrijevanje kerogena ostvaruje se povećanjem dubine i temperature, što je popraćeno kemijskim promjenama. Porastom dubine zalijeganja od 2000–3000 m i porastom temperature nastupa *katageneza*, popraćena temperaturnim intervalom unutar kojeg se iz kerogena izdvajaju nafta i plin, a naziva se „naftni prozor“. Napredovanjem katageneze prema završnoj fazi, *metagenezi* na velikim dubinama i visokim temperaturama nastaju uvjeti u kojima kerogen dobiva uređeniju strukturu te se iz njega stvaraju produkti koji se sastoje od malih molekula, prvenstveno plina. Ugljikovodici nakon ekspulzije iz matičnih stijena migriraju u propusnije stijene, tzv. kolektorske stijene (Velić, 2007).

Prema Vulami (2010), u hrvatskom dijelu Panonskog bazena utvrđeno je postojanje dvaju tipova zrelih miocenskih matičnih stijena, koje sadrže kerogen tipa II i tipa III.

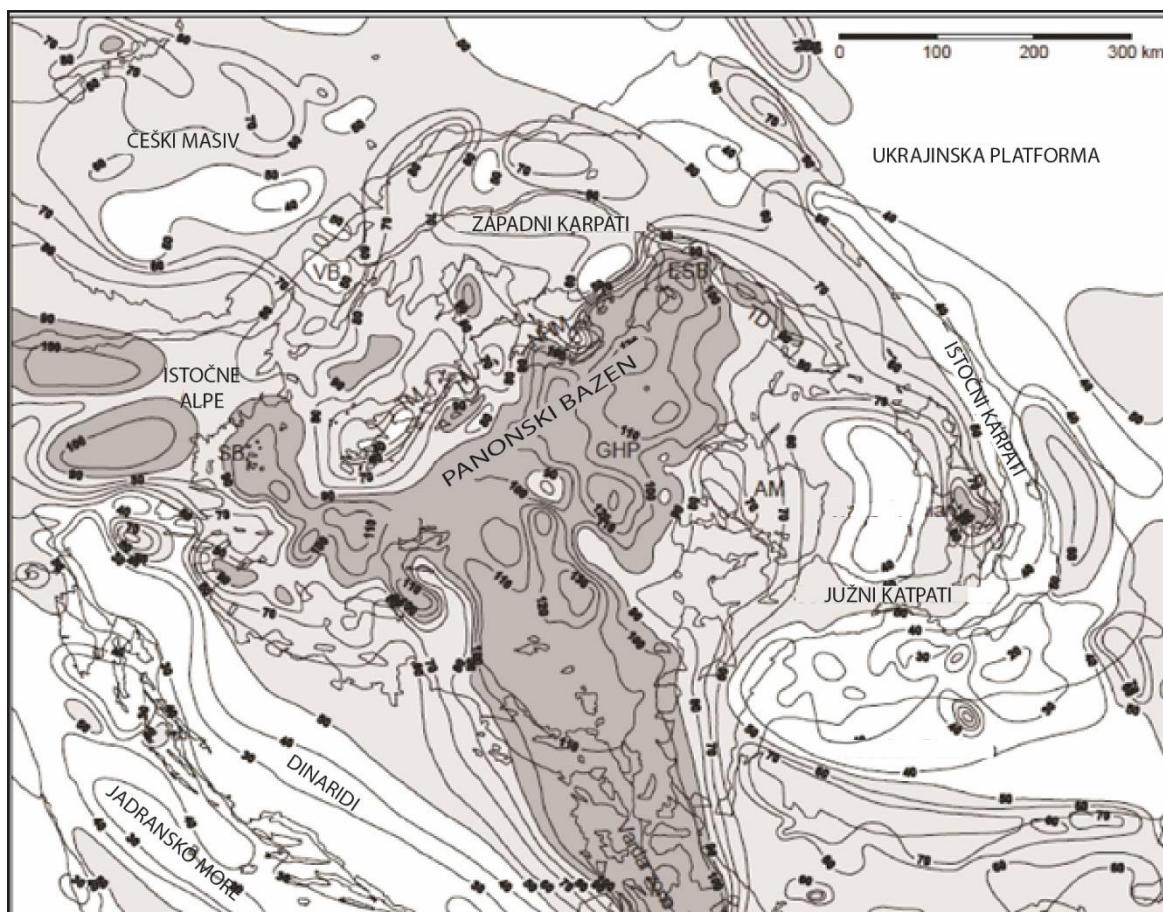
Badenske sedimente karakteriziraju najveće promjene debljina od svih geoloških doba u srednjem miocenu. Ti sedimenti pronađeni su na obroncima masiva Papuka i Krndije. Uglavnom odgovaraju nekadašnjem morskom pojasu ili okolišu sedimentacije poput uvala i laguna na kojem je promjena morske razine snažno odražena kao i ekstenzijski uvjeti, izdizanje masiva te spuštanje sedimentacijskog bazena (Zečević et al., 2010).

Spomenuti okoliš uvjetovao je povećani sadržaj organskog ugljika i povoljni ugljikovodični potencijal ovih stijena što je posljedica generiranja kerogena tipa II na ovom prostoru. Kerogen tipa II uglavnom je marinskog porijekla, ali s povećanim sadržajem terigenih lipida zbog blizine obale, tj. kopna (Zečević et al., 2010).

Prema Hernitz et al. (1995), matične stijene analizirane na području Slavonije, između Našica i Donjeg Miholjca određene kao dominantno badenske naslage debljine 400–600 m. Takve se stijene javljaju iznad i ispod repera H. Mjestimice se iznad tog repera taložni uvjeti nisu bitno promijenili, jer se organski bogati lapori nastavljaju kontinuirano po nekoliko stotina metara iznad H u intervalu koji predstavlja donji panon.

Prema Hernitz et al. (1995), sedimenti sadrže promjenjivu koncentraciju organske tvari. Rast vrijednosti organskog ugljika (C_{org}) uočen je u pelitnim taložinama s povećanom količinom karbonata. Vrijednosti se kreću u granicama od 0,6% do 6,0%, dok prosječna vrijednost iznosi 1,3%.

Generiranje ugljikovodika na području hrvatskog dijela Panonskog bazena uvjetovano je visokim geotermalnim gradijentom, između 3 i 4 °C/100 m s lokalnim maksimumima od 7 °C/100 m. Relativno visoki geotermalni gradijent posljedica je blizine Mohorovičićevog diskontinuiteta (Aljinović et al., 1985) te brzine tonjenja popraćene velikom sedimentacijom (Velić et al., 2002, Saftić et al., 2003). Toplinski i paleo-toplinski tok (*Heat flow* - HF) nam daje osnovne podatke o distribuciji temperature u dubini od davne geološke prošlosti pa do danas. HF predstavlja količinu toplinske energije koja se kreće iz središta Zemlje prema površini te ovisi o velikom broju parametara od kojih su najvažniji debljina kore i toplinska vodljivosti stijena. Toplinski tok Panonskog bazenskog sustava povećan je tijekom miocena zahvaljujući ekstenziji te stanjivanju litosfere, što se očituje prisustvom tanke kontinentalne kore te normalnih rasjeda u podlozi neogenskih sedimenata. Karta raspodjele toplinskog toka u Panonskom bazenu načinjena je na temelju podataka temperatura u dubokim bušotinama te pokazuje vrijednosti od 50–130 mW/m² sa srednjom vrijednosti od 100 mW/m² (Lenkey et al., 2002) (**Slika 2.2**).



Slika 2.2. Karta distribucije vrijednosti toplinskog toka na području Panonskog bazena i okolnih područja. (Preuzeto iz Lenkey et al. 2002)

2.3. Stratigrafski slijed Požeške kotline

Geološki odnosi područja Požeške kotline obuhvaćaju stijene s različitim geološkim, litološkim, petrografskim te genetskim značajkama. Do sada je u kotlini izbušena samo jedna bušotina, Tekić-1. U svom radu Najdenovski (1988) stijene područja Požeške kotline stratigrafski je podijelio u dva kompleksa –podlogu neogena i stijene neogenske i kvartarne ispune.

2.3.1 Podloga neogena

Podlogu neogena sačinjavaju magmatske i metamorfne stijene paleozojske i mezozojske starosti te sedimentne stijene permske do kredne starosti. Uzimajući u obzir podatke dobivene iz bušotine Tekić-1 te podatke prikupljene iz bušotina probušenih u susjednim depresijama može se izdvojiti nekoliko skupina stijena.

Prema uzorcima sa sita razlika u litološkom sastavu stijena formacije Vukovar i podloge neogena nije bila osobito izražena, ali je ipak tijekom bušenja uspješno uočena. Litostratigrafskom korelacijom ova je granica postavljena na 2017 m prema DST (*Drill stem test*) izvještaju tvrtke INA-Naftaplin (1980).

Najstarije stijene podloge neogena mogu se razvrstati u dva kompleksa. Njihova točna starost nije definirana te se svrstavaju u stijene paleozoika. Kao najstarije naslage opisane su stijene koje pripadaju psunjsko granitno-metamorfnom kompleksu. Nadalje, prisutan je papučki granitno-metamorfni kompleks, na kojem se mjestimično odlažu neogenske naslage. Prisustvo migmatitnih naslaga razlikuje ga od prvog kompleksa (Najdenovski, 1988).

Sedimenti mlađeg paleozoika nisu nabušeni u bušotini. Njihovo prisustvo utvrđeno je geološkim kartiranjem na okolnim planinama. Sedimentacija tih naslaga ukazuje na oplicavanje mora toga vremena, tj. došlo je do izdizanja dna bazena. (Najdenovski 1988)

Naslage mezozojske starosti nisu detektirane unutar Požeške kotline, ali su zapažene na Slavanskim planinama. Na Papuku su uočeni trijas, jura i kreda, a prema OGK (1958) najviše vrhove Papuka i Krndije izgrađuju vapnenci i dolomiti srednjeg i gornjeg trijasa, dok su na Požeškoj gori uočeni sedimenti gornjokredne starosti.

2.3.2 Ispuna neogena i kvartara

Drugi kompleks čine sedimentne stijene neogena i kvartara koje se još nazivalo pokrovnim naslagama prema Najdenovski (1988). Sedimentacija se odvijala u kontinuitetu te su zastupljene miocenske, pliocenske i kvartarne naslage. U istočnom dijelu hrvatskog dijela Panonskog bazena, ovaj stratigrafski interval se može razdijeliti na pet jedinica litostratigrafskog sustava ranga formacije (**Slika 2.3.**). To su formacija Vukovar, formacija Valpovo, formacija Vinkovci, formacija Vera te formacija Vuka (Hernitz, 1980).

Formacija Vukovar obuhvaća sedimente od podloge neogena do donjega panona. Granice te formacije čine uvjetni reper Tg (Pt ukoliko podinu neogena čine sedimentne stijene) i EK-marker H kao gornja granica. Na istraživanom području kotline, spomenuta formacija izgrađena je od breča i konglomerata u podinskom dijelu i raznobojnih laporovitih vapnenaca i pješčenjaka u gornjem dijelu. Debljina sedimenata ove formacije varira od nekoliko metara u sjeverozapadnom području do 1500 m u jugozapadnom dijelu. Istočni dio kotline zauzimaju sedimenti debljine od 300–900 m (Najdenovski, 1988, Hernitz, 1980).

Formacija Valpovo u svom je podinskom dijelu omeđena već spomenutim H EK-markerom, dok gornju granicu ove formacije čini EK-marker G. Približna kronostratigrafska pripadnost je starije donjopanonska, a većinom se radi o glinovitim vapnencima (Hernitz, 1980).

Formacija Vinkovci obuhvaća sedimente mlađeg panona te starijeg pontaa. Podinski dio ove formacije leži neposredno iznad EK-markera G te se najvećim dijelom sastoji od pelitnih sedimenata, iako su regionalno prisutni arenitni sedimenti unutar (Hernitz, 1980).

Formacija Vera odvojena je od starije formacije Vinkovci EK-markerom B. Cijela formacija približno je starosti mlađeg pontaa. Regionalno, može se podijeliti na lapor Borovo u baznom dijelu te pješčenjake Županja i član Jarmina u gornjem dijelu koji je od mlađih sedimenata odvojen EK-markerom A (Hernitz, 1980). Na istražnom području bušotina je probušila 543 m debele naslage spomenute formacije sastavljene od laporovite gline s proslojcima kvarcnih pijesaka. Najveća debljina naslaga formacije Vera iznosi 600 m, a smještene su na sjevernom dijelu kotline. Karakteristično je da su najveće debljine uglavnom na sjevernom dijelu kotline, tj. u podnožju Papuka, što se prema Najdenovskom

(1988) može povezati tonjenjem područja duž rasjeda koji se proteže uzduž južnih obronaka Papuka.

Formacija Vuka od starije je formacije odvojena EK-markerom A. Ovu formaciju čine sedimenti pliocenske te kvartarne starosti. Sastavljena je od glina, siltova i pijesaka u baznom dijelu formacije te šljunaka u njenom površinskom dijelu. Spomenuta bušotina ove naslage nabušila je do dubine od 422 m. Maksimalne debljine naslaga i ove formacije zabilježene su na sjevernom dijelu kotline (Najdenovski, 1988).

KRONOSTRAT. JEDINICE	PLIOCEN - PLEISTOCEN	GORNJI PONT	DONJI PONT	GORNJI PANON	DONJI PANON	OTNANG ? - SARMAT	PRED-NEOGEN	Pz	KRONOSTRAT. JEDINICE	LITOST. JEDINICE I EK-MARKERI	LITOLOŠKI STUP	LITOLOŠKI OPIS
	VUKA FORMACIJA	VERA FORMACIJA	VINKOVAČKA FORMACIJA	VALPOVAČKA FORMACIJA	VUKOVAČKA A FORMACIJA	Tg						
	422 m	543 m	465 m	143 m	444 m	479 m						GLINA, PJEŠAK, ŠLJUNAK, PROSLOJCI UGLJENA
	A	B	G	H								PJESKOVITA I LAPOROVITA GLINA SA PROSLOJCIMA FINO GRADUIRANIH PJESAKA
												GLINOVITO I DJELOMIČNO PJESKOVITA GLINA S FINO GRADUIRANIM PROSLOJCIMA PJESKA
												GLINOVITO PJESKOVITI LAPOR
												LAPOROVITI VAPNENCI
												BREČE
												KLORITNI ŠKRILJAVCI
												GNAJS

Slika 2.3. Geološki stup bušotine Tekić-1 (modificirano prema Brcković et al., 2017, prema Najdenovskom 1988)

3. METODOLOGIJA

U svrhu ispunjenja ciljeva ovog rada, korišteni su Petrel E&P Software Platform 2016 i PetroMod 2016 programi. Interpretacija jednodimenzionalnog te dvodimenzionalnog prikaza načinjena je isključivo pomoću programa PetroMod 2016, dok je trodimenzionalni prikaz modela načinjen korištenjem oba računalna programa.

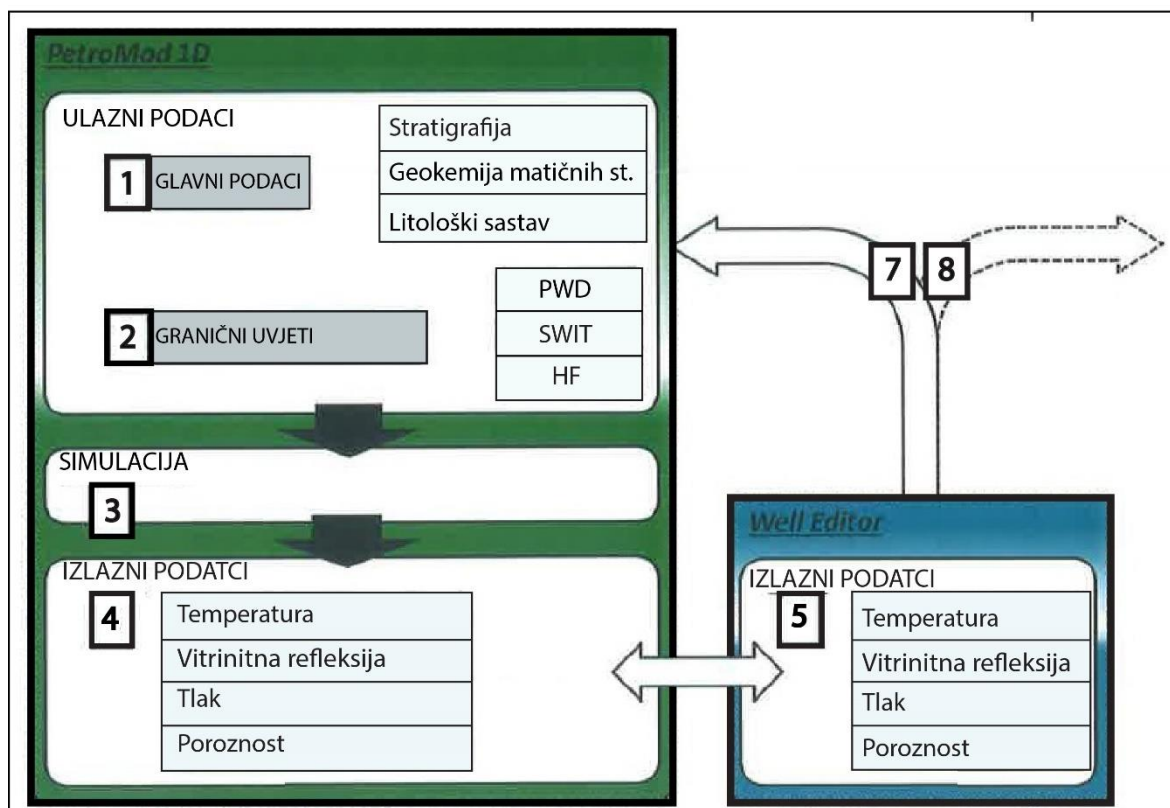
3.1 PetroMod 2016

PetroMod 2016 je softver za bazensko modeliranje koji služi između ostalog za predviđanje generiranja, migracije, akumulacije te gubitaka ugljikovodika tijekom geološkog vremena. Kombiniranje seizmičkih podataka s bušotinskim podacima te geoloških informacija omogućilo je ovom softveru vjerodostojne rezultate u interpretaciji evolucije taložnog bazena. Softver kroz konstrukciju 1D, 2D i 3D modela simulira promjene petrofizikalnih svojstava stijena tijekom geološkog vremena, tlačno-temperaturne promjene u podzemlju, termalnu izmjenu matičnih stijena te migraciju, nakupljanje i dismigraciju ugljikovodika. Izlazni modeli mogu biti statični i dinamični, tj. sadrže informacije ne samo o temperaturama, tlakovima i njihovom utjecaju na generiranje ugljikovodika, već i trase migracije ugljikovodika kroz podzemlje te zone eventualnog nakupljanja.

3.1.1 Jednodimenzionalno modeliranje

Cijeli proces dobivanja rezultata kod jednodimenzionalnog modeliranja (1D) sastoji se od tri dijela, modelira se obično po pojedinom kanalu bušotine za koju postoje dostatni podatci. Prvo je potrebno unijeti podatke o stratigrafskoj pripadnosti stijena, tj. njihovoj starosti, litološkom sastavu i geokemijskim svojstvima matičnih stijena. Također, potrebno je odrediti i granične uvjete modeliranja koji uključuju paleo-dubinu okoliša (PWD, *Paleo Water Depth*), utjecaj temperature površinske vode/mora na hlađenje podzemlja (SWIT, *Sediment-Wather Interface Temperature*) i toplinski tok (HF, *Heat Flow*). Podatci se unose s obzirom na okolnosti u geološkoj prošlosti koji se kalibriraju prema rezultatima dobivenim mjerenjima u bušotini (temperatura) te laboratorijskim mjerenjima (vitritna refleksija) (**Slika 3.1**). Kao rezultat ovog najjednostavnijeg modeliranja može se dobiti jednodimenzionalni prikaz podzemlja s naznačenim zonama generiranja ugljikovodika i

krivulje zalijeganja koje ukazuju kada je započelo generiranje i ekspulzija ugljikovodika iz matičnih stijena.



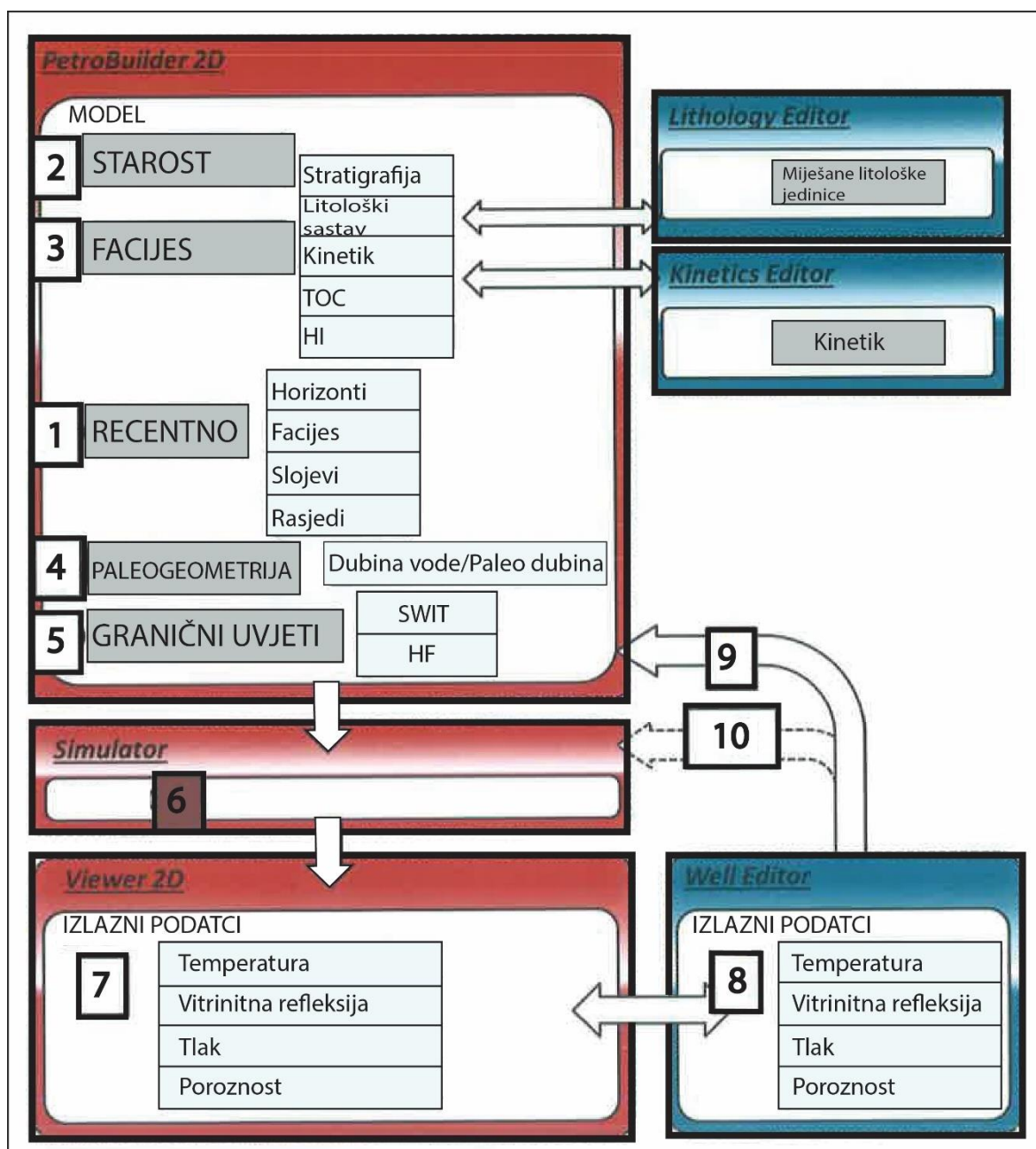
Slika 3.1. Hodogram izrade 1D modela u softveru PetroMod 2016 (Prema Schlumberger, 2013)

3.1.2 Dvodimenzionalno modeliranje

Izrada 2D modela u odnosu na 1D predstavlja kompliciraniji postupak koji iziskuje i više ulaznih parametara (**Slika 3.2**). U startu je potrebno definirati današnji izgled podzemlja s točno određenim horizontima, litološkim sastavom i rasjedima. Takve informacije unesene su u Petrobuilder 2D u obliku geološkog profila u grafičkom formatu koji se mora naknadno digitalizirati ili horizonata ekstrahiranih iz modela načinjenog u drugim programima (npr. Petrel) koji čine osnovicu za daljnje modeliranje. Sljedeći korak je pridružiti stratigrafske vrijednosti horizontima s obzirom da je geološka starost jedan od kritičnih parametara modeliranja. Također, potrebno je odrediti generalni litološki sastav stijena između pojedinih horizonata. U tu je svrhu pred definirane litološke sastave (pješčenjak, lapor, šejl, silt, itd.) unutar programa potrebno modificirati, kako bi se dobili

njihovi prijelazni varijeteti. Primjerice, taj postupak je poželjan ukoliko se želi definirati jednu formaciju kao litološku cjelinu, a koja se sastoji od izmjene pješčenjaka i lapora ili šejlova. U tom slučaju može se vrlo lako načiniti miješana litološka komponenta u sastavu 50% pješčenjaka i 50% lapora te će na taj način biti i definirano njeno ponašanje prilikom zalijeganja i evolucije petrofiziklanih svojstava u dubini. Nakon unesenih paleogeometrijskih i graničnih podataka, dobiveni model prolazi postupak simulacije.

Izlazni, tj. simulirani, model moguće je interpretirati u posebnom sučelju unutar PetroMod-a - Viewer 2D. U Viewer 2D sučelju nalaze se informacije o brojnim simuliranim parametrima u podzemlju od kojih su najvažniji temperatura, zrelost matičnih stijena, postotak pretvorbe organske tvari te možebitno postojanje akumulacija.

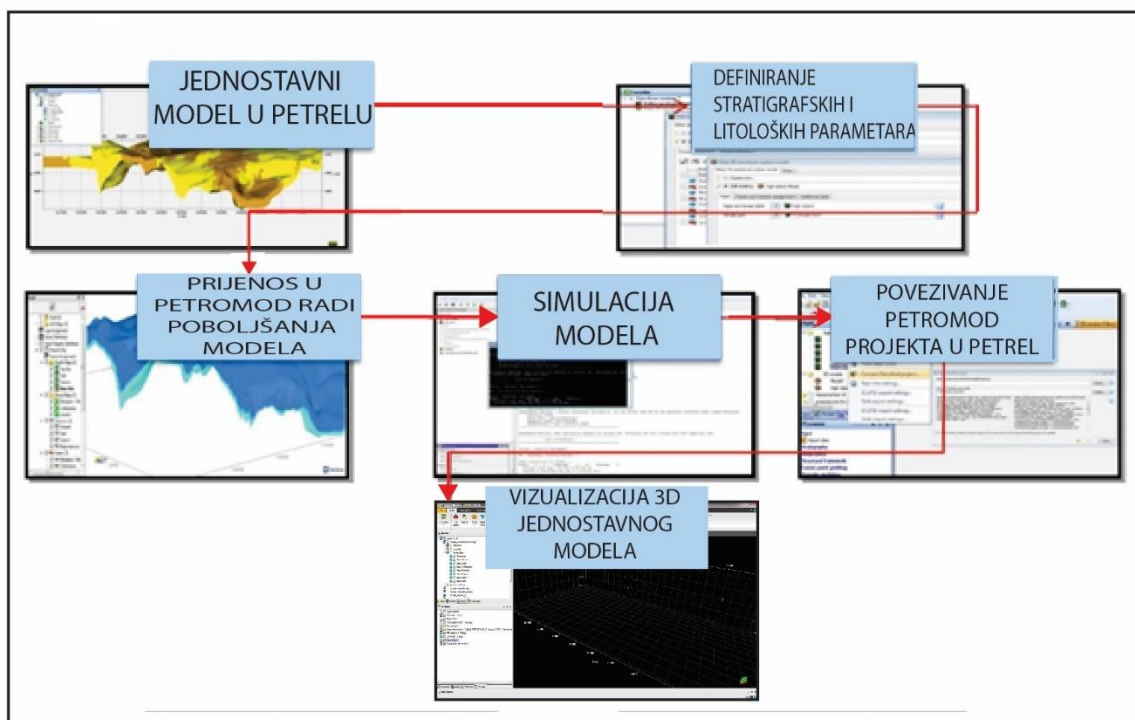


Slika 3.2. Hodogram izrade 2D modela u softveru PetroMod 2016 (Prema Schlumberger, 2013)

3.1.3. Trodimenzionalno modeliranje

Trodimenzijsko bazensko modeliranje napravljeno je pomoću PetroMod 2016. i Petrela 2016. na način kako je prikazano na **slici 3.3**. Taj postupak podrazumijeva postojanje jednostavnog modela (*simple grid model*) unutar Petrela te se velika većina posla može obaviti u programu Petrel, što bitno olakšava proces ukoliko se u pojedinim dijelovima model mora prilagoditi (litološka svojstva, strukturne plohe, raslojavanje itd.).

Petrel treba biti povezan s postojećim projektom u PetroMod softveru. Prethodno kreirana facijesna svojstva unutar Petrel platforme potrebno je pretvoriti u model koji se koristi u PetroModu. Petrobuilder 3D omogućuje prikaz kreiranih facijesa s pripadajućim kartama po svakom horizontu unutar modela. Nakon što se na model primjene odgovarajući granični uvjeti, kinetika, vrijednosti ukupnog organskog ugljika te vodikovog indeksa, model je potrebno opetovano simulirati i kalibrirati dok nije u potpunosti kalibriran. Izlazni model sa svim svojim odgovarajućim karakteristikama pregledava se unutar PetroViewer-a. Dobiveni trodimenzijski model moguće je ponovno vratiti unutar Petrel platforme i nastaviti s daljnjom obradom.



Slika 3.3. Hodogram izrade 3D modela- Petrel – PetroMod (Prema Silva, 2012)

4. BAZENSKO MODELIRANJE

Bazensko modeliranje iziskuje uporabu određenih baza ulaznih podataka koje se razlikuju od klasičnog geološkog modeliranja podzemlja. Vrlo je važno da se raspolaže dovoljnim brojem kvalitetno pripremljenih podataka. U ovom je slučaju, osim podataka za konstrukciju geološkog modela koje prethodi bazenskom modeliranju, potrebno definirati granične uvjete te kvalitetu matičnih stijena kako bi uspješna simulacija modela bila moguća.

4.1 Granični uvjeti

Granični uvjeti za bazensko modeliranje koji se moraju definirati su:

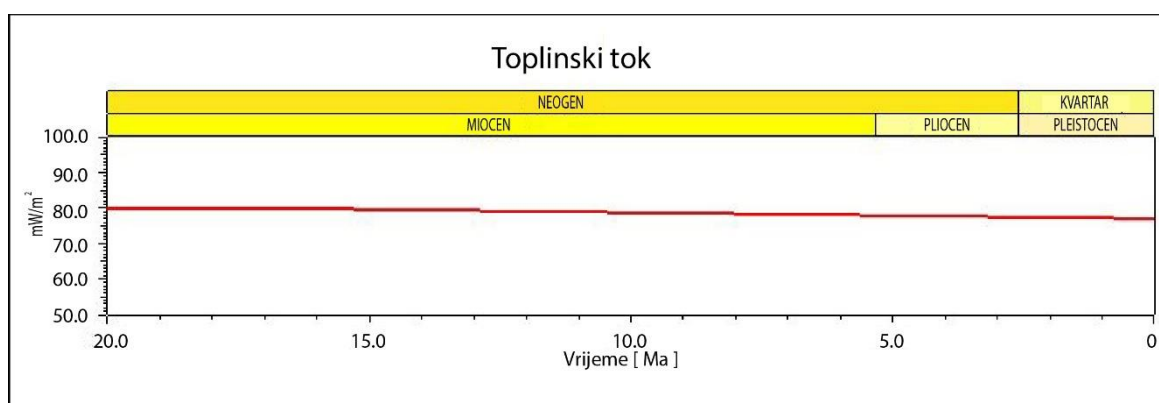
- *Heat Flow* (HF) - toplinski tok
- *Paleo Water Depth* (PWD)- dubina mora/sedimentacijskog okoliša u geološkoj prošlosti
- *Sediment Water Interface Temperature* (SWIT)- utjecaj temperature površinske vode/mora na hlađenje podzemlja

Vrijednosti toplinskog toka korištene za izradu modela u sklopu ovog diplomskog rada definirane su prema Lenkey et al. (2002) (**Tablica 4-1, Slika 4.1**). PWD vrijednosti uprosječene su iz rada Cvetković et al., (2018) (**Tablica 4-2, Slika 4.2**) i definirane za cijeli model jednoliko. Detaljnija odredba dubine za pojedine dijelove modela nije bila moguća zbog malog broja dostupnih bušotina. SWIT vrijednosti određene su automatski u programu prema geografskoj širini istražnog područja (**Slika 4.3**) na temelju vrijednosti preuzetih iz Wygrala (1989). Vrijednosti ukupne količine ugljika iz organskih spojeva (TOC) i vodikovog indeksa (HI) preuzete su iz Kovačević (2017) (**Tablica 4.3 i 4.4**).

Bitan parametar je i način pretvorbe organske tvari u ugljikovodike s porastom temperature u dubini tijekom geološke prošlosti koji se naziva kinetik (*eng. kinetic*). Kinetik je predstavljen aktivacijskim krivuljama transformacije organske tvari u odnosu na temperaturu, dubinu i starost. Pomoću njega se utvrđuje na kojim temperaturama u dubini će se izdvajati ugljikovodici i u kojem iznosu u odnosu na kvalitetu matične stijene. Kinetik je svojstven za svaki sedimentacijski prostor, tj. za pojedine matične stijene. Nažalost, kinetik za matične stijene Panonskog bazena nije definiran, već se koriste oni dostupni.

Tablica 4-1. Vrijednosti toplinskog toka kroz geološku prošlost (Lankey et al., 2002)

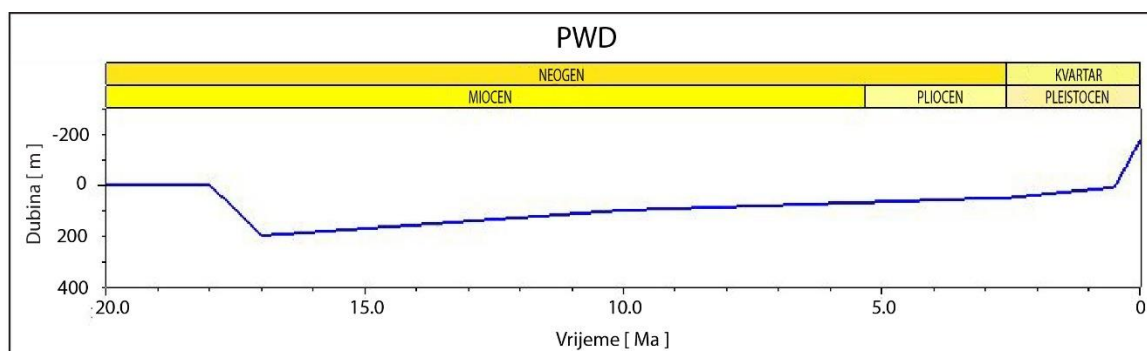
STAROST	HF [mW/m ²]
0,00	70
17,00	80
200,00	95



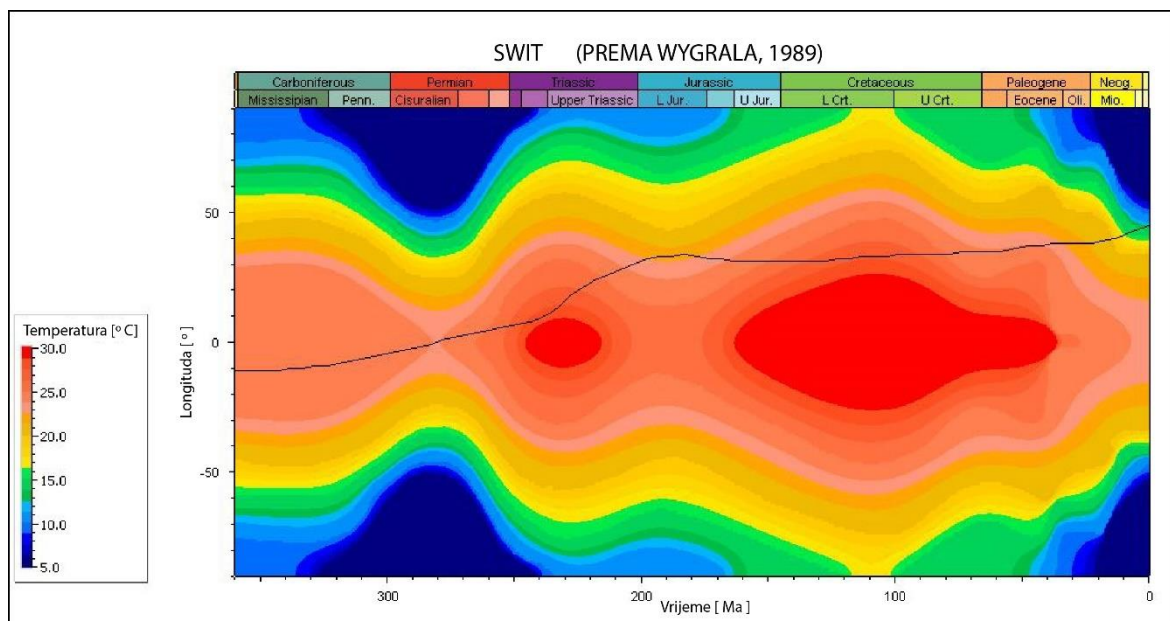
Slika 4.1. Vrijednosti toplinskog toka kroz geološku prošlost na istražnom području

Tablica 4-2. Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (prema Cvetković, 2018)

STAROST [Ma]	PWD [m]
0,00	-175
0,50	10
2,50	50
10,00	11,5
17,00	200
18,00	0
200,00	0



Slika 4.2. Dubina morske razine na istražnom području tijekom geološke prošlosti



Slika 4.3. Dijagram srednje temperature i geografske širine (Wygrala, 1989)

Tablica 4-3. Vrijednosti ukupne količine organskog ugljika za određene stijene (Kovačević, 2017)

TOC [%]	
VALPOVAČKA FORMACIJA/DONJI PANON	2,47
VUKOVARSKA FORMACIJA/SREDNJI MIOCEN	5,00

Tablica 4-4. Vrijednosti vodikovog indeksa za određene stijene (Kovačević, 2017)

HI [mgHC/gTOC]	
VALPOVAČKA FORMACIJA/DONJI PANON	255,00
VUKOVARSKA FORMACIJA/SREDNJI MIOCEN	480,00

4.2. Jednodimenzionalni bazenski model

Izrada ovog rada započeta je prikazom jednodimenzionalnog modela bušotine Tekić-1 smještene u središnjem dijelu Požeške kotline. Bušotina sa svojom maksimalnom dubinom od 2575 m nabušila je stijene podloge neogena na relativno maloj dubini od 2017 m.

Jednodimenzionalan prikaz podzemlja načinjen je prema uprosječenim litološkim podacima iz Najdenovski (1988). U tom su radu detaljno opisane geološke karakteristike Požeške kotline te litološki stup bušotine Tekić-1 (**Slika 2.3**).

Starosna odredba horizonata s pripadajućom vertikalnom raščlambom (*layering*) prikazana je u **tablici 4-5**. Ujedno su nam ti podatci služili su kao parametri za prikaz jednodimenzionalnog modela. Bazna raspodjela načinjena je prema EK markerima/reperima A, B, G, H i Tg. Naslage između njih, detaljnije su podijeljene (raslojene) kako bi se poboljšala vertikalna rezolucija prikaza litološkog sastava. U suprotnom, samo bi jedna vrijednost litološkog sastava morala biti dodijeljena cijelom intervalu jedne formacija između EK markera/repera.

Tablica 4-5. Starosna raspodjela te naziv horizonata s odgovarajućom dubinom unutar 1D modela

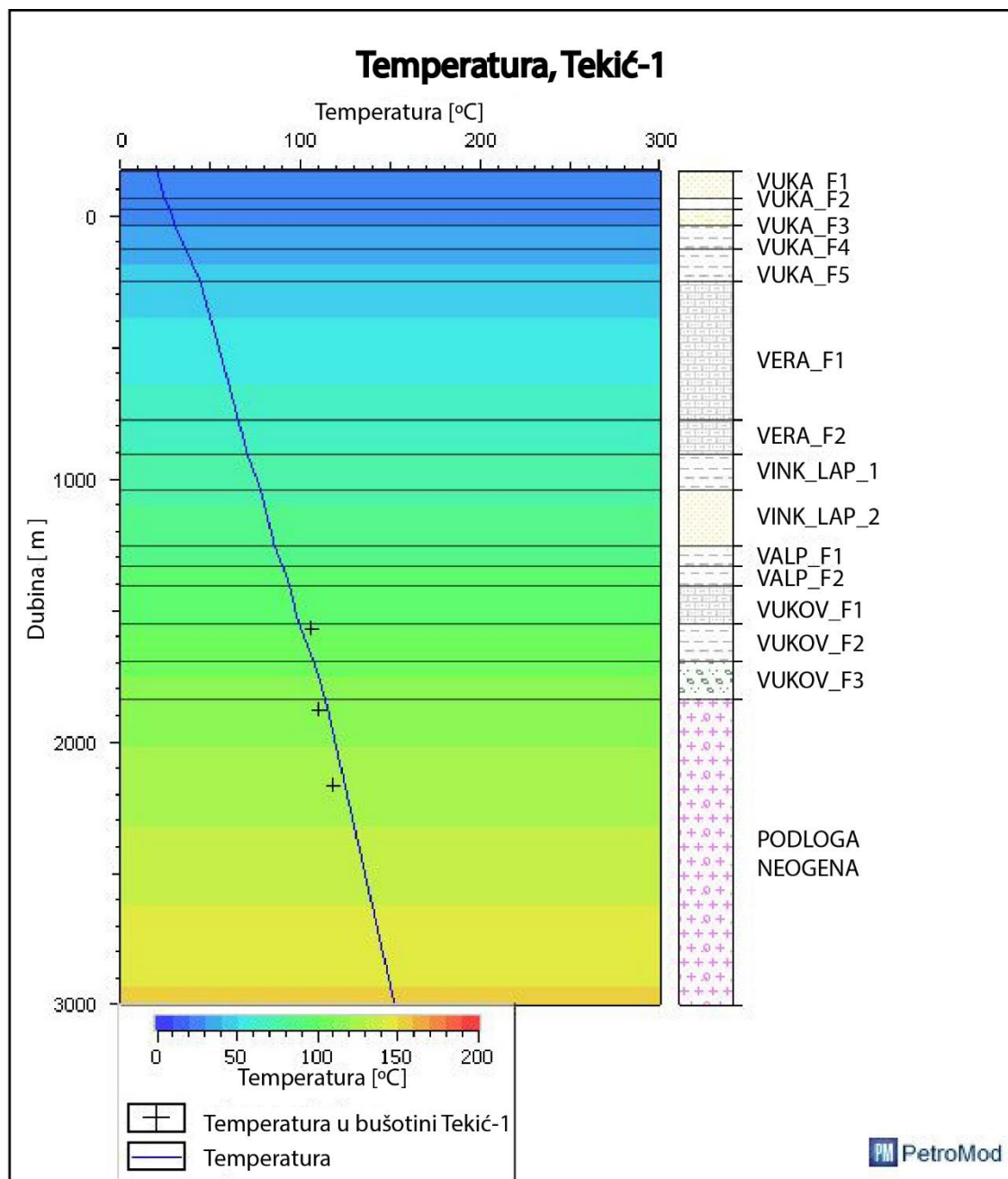
STAROST [Ma]	HORIZONT	DUBINA [m]
0,00	Surface	-173
1,40	Horizon_Z1	-67
1,96	Horizon_Z2	-25
2,80	Horizon_Z3	38
3,92	Horizon_Z4	122
5,60	Horizon_A	249
6,32	Horizon_A1	774
6,50	Horizon_B	906
6,78	Horizon_B1	1046
7,20	Horizon_G	1256
9,40	Horizon_G1	1330
11,60	Horizon_H	1404
13,40	Horizon_H1	1550
15,20	Horizon_H2	1695
17,00	Horizon_Tg	1841
250,00	Model Base	3000

Kako je već spomenuto, stratigrafski raspon pojavljivanja matičnih stijena determiniran je kao srednjomiocenski te donjopanonski, tj. matične se stijene nalaze u Vukovarskoj i Valpovačkoj formaciji. Za te je stijene potrebno definirati vrijednosti ukupne količine ugljika iz organskih spojeva (TOC) i vodikovog indeksa (HI). Matične stijene donjeg panona imaju TOC vrijednosti 2,47 % dok je ta vrijednost kod stijena srednjeg miocena veća i iznosi uprosječno oko 5 %. Vodikov indeks za stijene donjeg panona je 255 mgHC/gTOC, dok za srednjomiocenske matične stijene iznosi 480 mgHC/gTOC. Korišten kinetik za oba slučaja je Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack. (Waples, 1992).

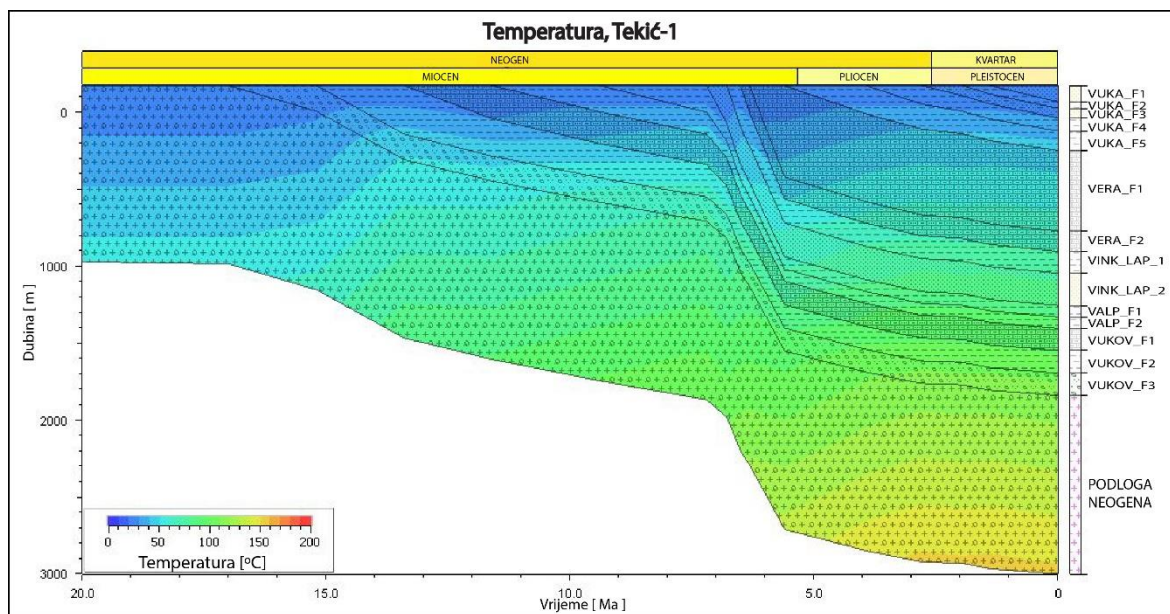
1D model bušotine Tekić-1 potrebno je kalibrirati za što se opetovano simulira uz podešavanje graničnih uvjeta. Kalibracijski postupak je završen kada simulirane vrijednosti temperature i zrelosti budu odgovarajuće onim preuzetim iz bušotinskih podataka i laboratorijskih mjerenja.

Vrijednosti temperature preuzete su iz izvještaja testiranja proizvodnosti sloja (DST, *Drill stem test*) bušotine Tekić-1, dobivenog za vrijeme izradbe bušotine koju je provela tvrtka INA-Naftaplin (1980). Prema izvještaju, temperatura je prvi puta unutar bušotine uspješno mjerena tijekom drugog DST ispitivanja u intervalu sedimenata Vukovarske formacije. Treće DST ispitivanje načinjeno je također u intervalu stijena Vukovarske formacije. Treći temperaturni podatak za kalibraciju preuzet je iz temperature snimljene na dnu bušotine koja predstavlja statičku temperaturu, mjerenu nakon 9 sati mirovanja isplake. Preuzete temperaturene vrijednosti korištene su za kalibraciju simuliranog jednodimenzionalnog modela te se mogu vidjeti na **slici 4.4**. Plava krivulja predstavlja vrijednosti modelirane PetroModom, dok crni križići predstavljaju vrijednosti temperature iz bušotinskih podataka. Kao što se može vidjeti, modelirane vrijednosti temperature gotovo u potpunosti odgovaraju vrijednostima za kalibraciju što ukazuje na uspješno kalibrirani model u odnosu na recentnu vrijednost toplinskog toka. Dijagram zalijeganja s temperaturnim vrijednostima kroz geološko vrijeme prikazan je na **slici 4.5**.

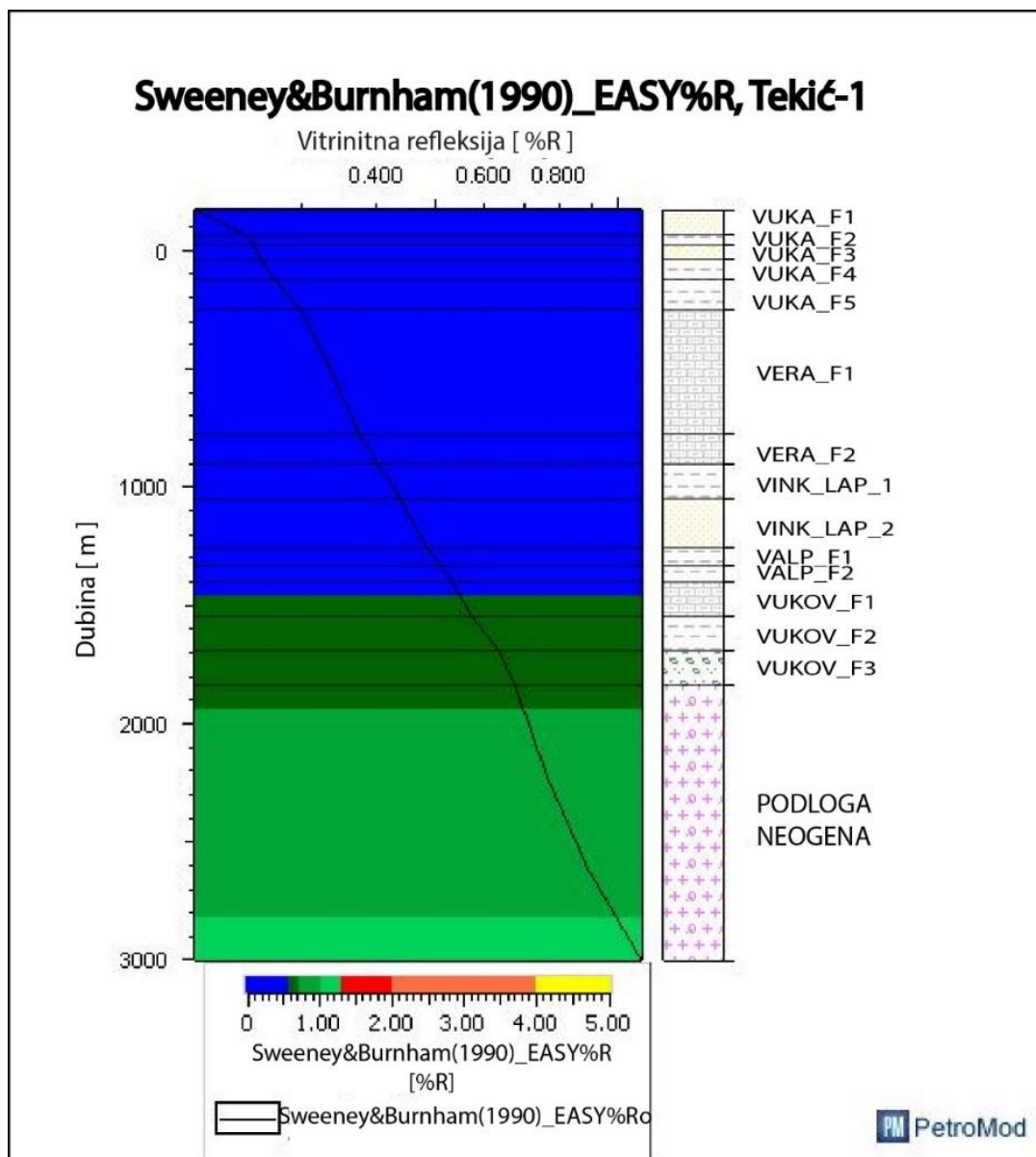
Vrijednosti vitrinitne refleksije nisu bile dostupne za kalibraciju modela. U skladu s tim zaključujemo da su vrijednosti paleotoplinskog toka uprosječene na temelju vrijednosti HF iz geografski bliskog područja istočnog dijela Dravske depresije (Cvetković et al., 2018). Crna krivulja u ovom slučaju predstavlja predviđeni porast vitrinitne refleksije s dubinom (Ro) (**Slika 4.6**). Dijagram zalijeganja s vrijednostima vitrinitne refleksije kroz geološko vrijeme prikazan je na **slici 4.7**. Prisutnost matičnih, kolektorskih te pokrovnih stijena kroz geološku prošlost, prikazana je na **slici 4.8**.



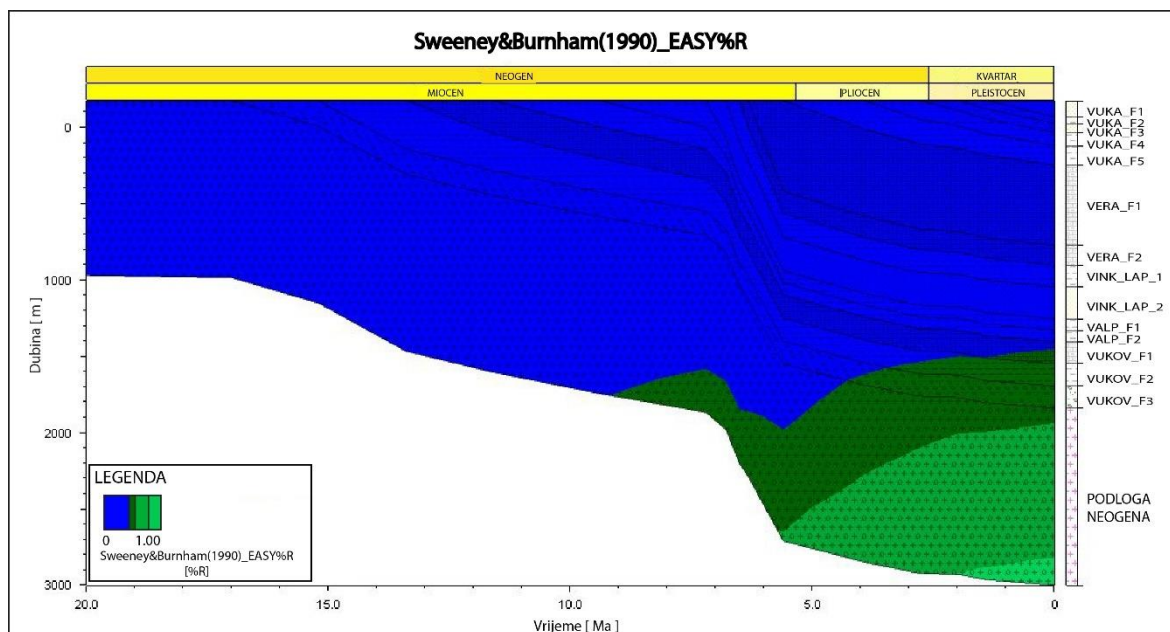
Slika 4.4. Kalibrirane vrijednosti temperature u bušotini Tekić-1



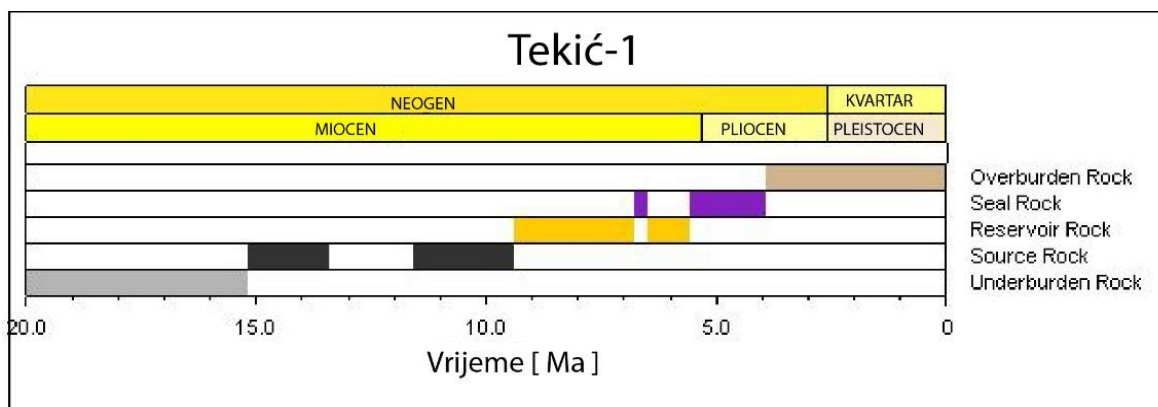
Slika 4.5. Temperaturna evolucija podzemlja obuhvaćenog bušotinom Tekić-1 kroz geološko vrijeme



Slika 4.6. Jednodimenzionalni prikaz predviđenog porasta vitrinitne refleksije u bušotini Tekić-1



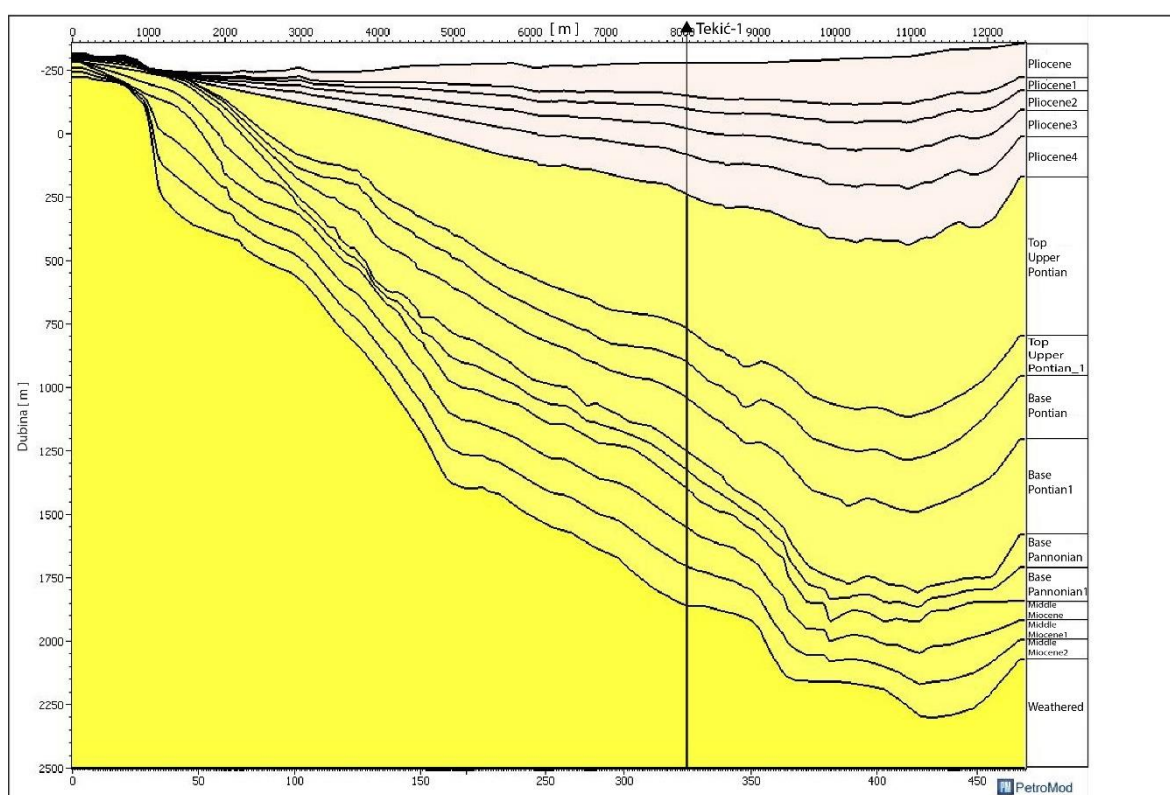
Slika 4.7. Predviđene vrijednosti vitrinitne refleksije na dijagramu zalijeganja u bušotini Tekić-1 (*Vrijednosti vitrinitne refleksije utvrđene prema Sweeney & Burnham (1990)*)



Slika 4.8. Prikaz elemenata naftnog sustava kroz geološko vrijeme

4.3. Dvodimenzionalni bazenski model

Dvodimenzionalni prikaz istražnog područja načinjen je po profilu B koji prolazi kroz bušotinu Tekić-1. Već spomenuti horizonti A, B, G, H i Tg u ovu su svrhu digitalizirani pomoću Petrobuilder 2D te su dodatno raslojeni radi vjerodostojnijeg prikaza geološke građe podzemlja na istražnom prostoru (**Slika 4.9**) na isti način kao što je to načinjeno u 1D modelu.



Slika 4.9. Digitalizirani profil B s pripadajućim horizontima

Nakon digitalizacije profila i raslojavanja formacija omeđenih EK markerima/reperima, pojedinim intervalima je pridružen odgovarajući litološki sastav. Facijesi, tj. litološke značajke unutar intervala utvrđeni su prema lokalnim karakteristikama prikazanim u Najdenovski (1988), izvještajima tvrtke INA-Naftaplina (1980) te regionalnim geološkim odnosima prikazanim u Kranjec et al. (1976), Hernitz et al.(1993) i Lučić et al.(2001) (**Slika 4.10.**).

Kinetika korištena u ovom modelu jednaka je kinetici korištenoj u 1D prikazu (poglavlje 4.1). Iste vrijednosti ukupne količine ugljika iz organskih spojeva (TOC) te vrijednosti vodikovog (HI) indeksa korištene su za sva tri modela (**Tablica 4-3**, **Tablica 4-4**). U svrhu ovog modela definirani su elementi naftnog sustava (PSE) prema Vulama (1994) i Vulama (2009). Iako elementi naftnog sustava ne sudjeluju u simulaciji kao ulazni podatci, njihova su svojstva prikazana u izlaznom modelu.

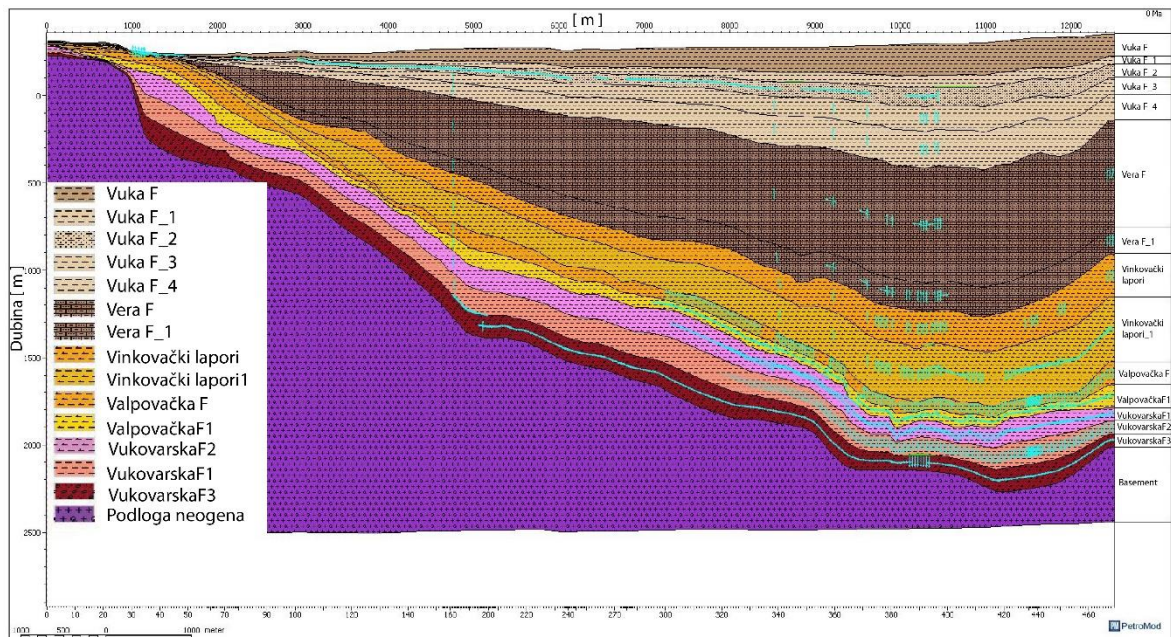
Naziv	Boja	Litologija	Kinetik	TOC [%]	HI [mgHC/gTOC]	PSE
VUKA_F1		Cl70Ss30				Overburden Rock
VUKA_F2		Shale (typical)				Overburden Rock
VUKA_F3		Sandstone (clay rich)				Overburden Rock
VUKA_F4		Shale (typical)				Overburden Rock
VUKA_F5		Shale (typical)				Seal Rock
VERA_F1		CL60SS40				Reservoir Rock
VERA_F2		CL60SS40				Reservoir Rock
VINK_LAP_1		Marl				Seal Rock
VINK_LAP_2		Ma75Ss25				Reservoir Rock
VALP_F1		Ma50Cl30Ss20				Reservoir Rock
VALP_F2		Ma70Li30	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack_01	Value 2.47	Value 255.00	Source Rock
VUKOV_F1		Ma50Li50				none
VUKOV_F2		Shale (organic rich, 8% TOC)	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack_01	Value 5.00	Value 480.00	Source Rock
VUKOV_F3		Conglomerate (typical)				Underburden Rock
PODLOGA NEOGENA		Granite (500 Ma old)				Underburden Rock

Slika 4.10. Determinacija facijesa s pripadajućom litologijom na istražnom području (*Tumač kratica: Cl-glina; Ss-pješčenjak; Shale-šejl; Sandstone- pješčenjak; SS-pješčenjak obogaćen kvarcom; CL-laporovita glina; Ma/Marl-lapor*)

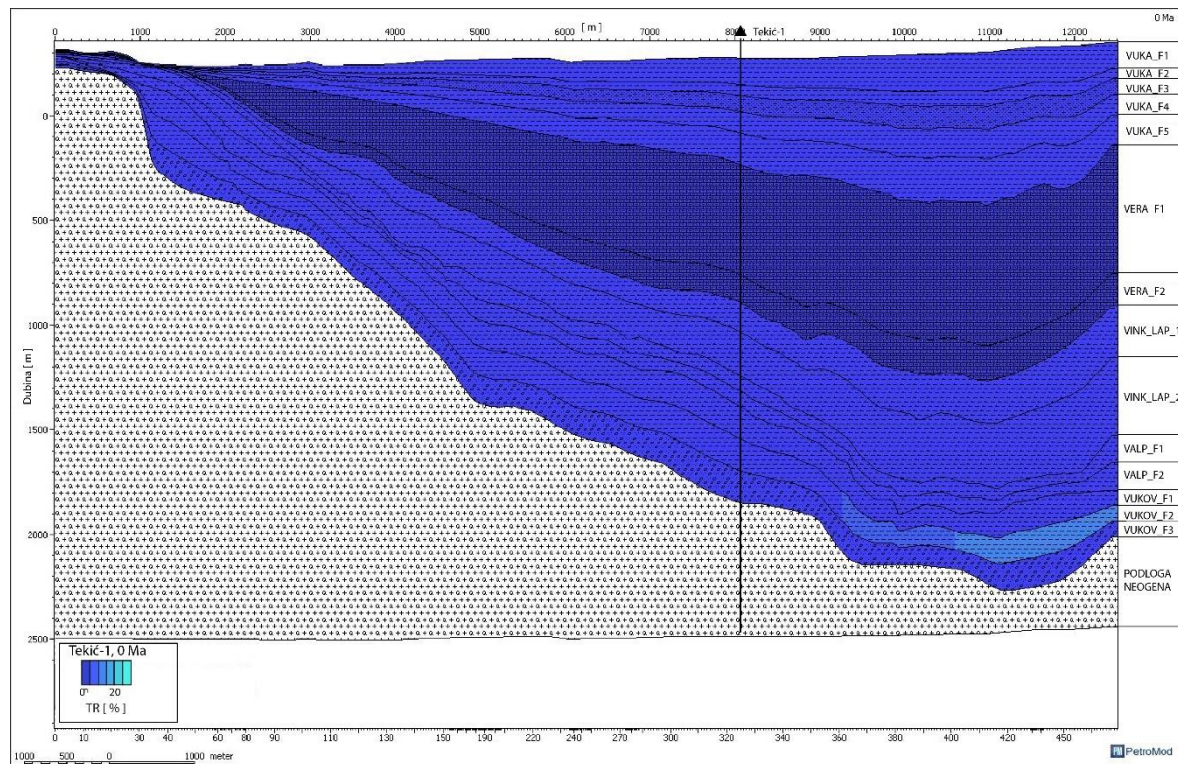
Nakon definiranja spomenutih ulaznih parametara te kalibracije bušotine s temperaturom moguće je pristupiti simulaciji. Simulator je podešen s aktivnim migracijskim metodama (statičko i dinamičko modeliranje). Izlazni rezultati prikazani su u PetroMod Viewer 2D-u. Od mnoštva informacija koje su dobivene ovom simulacijom od značajnijih su zrelost matičnih stijena i raspon dubina generiranja ugljikovodika, potencijalna mjesta akumulacija, te volumeni akumuliranih ugljikovodika. U prikazanom slučaju vidljivo je nekoliko mjesta koja je moguće determinirati kao ležišta ugljikovodika, na **slici 4.11.** prikazani zelenom bojom. Isto tako unutar programa moguće je vizualizirati i potencijalne putove kojima su ugljikovodici mogli migrirati kroz podzemlje što je prikazano na **slici 4.11.** u obliku plavih strelica.

Vrlo važna stavka u modeliranju je i faktor pretvorbe (*Transformation Ratio*) koji označava odnos generiranih ugljikovodika iz matičnih stijena i njenog ukupnog

generativnog potencijala. Taj se odnos može uočiti na **slici 4.12**. Vidljivo je da matične stijene srednjomiocenske starosti imaju TR oko 12% prema korištenom kinetiku na najvećoj dubini zalijeganja matičnih stijena na profilu.



Slika 4.11. Prikaz izlaznog modela s pretpostavljenim ležištima i migracijskim putovima



Slika 4.12. Prikaz faktora pretvorbe (TR) matičnih stijena

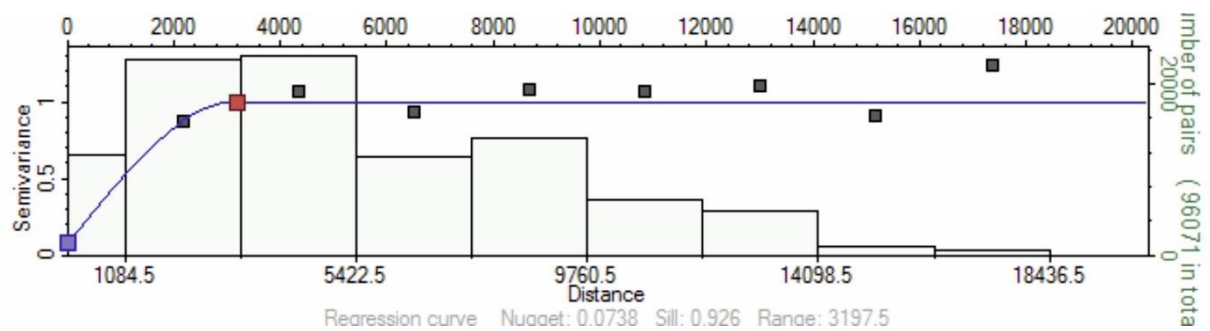
4.4. Trodimenzionalni bazenski model

Posljednji je načinjen trodimenzionalni bazenski model podzemlja Požeške kotline. Za izradu ovog modela korišteni su u kombinaciji programi Petrel i PetroMod. Ovaj trodimenzionalni model prvi je takve vrste na području Požeške kotline. Kao krajnji rezultat ovog modela prikazat će se pretpostavljeno rasprostiranje matičnih stijena, njihova zrelost te potencijalne akumulacije ugljikovodika.

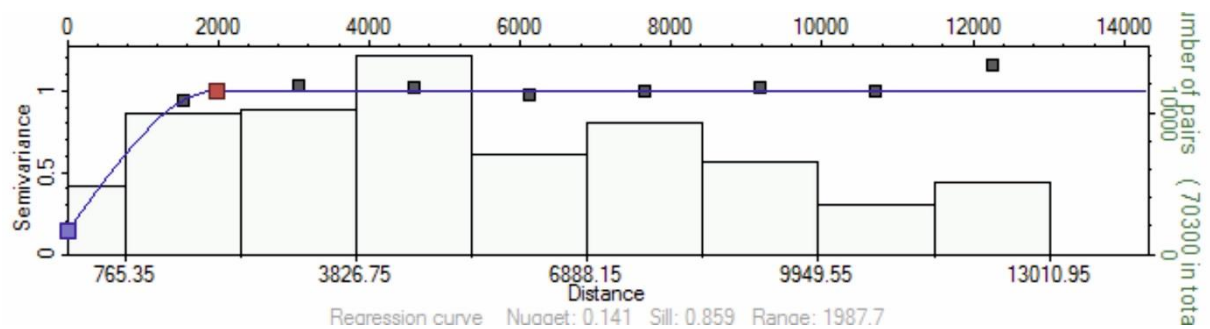
Načinjena su ukupno tri 3D bazenska modela, a ishodište sva tri je „jednostavni model“ (*simple model*) iz Brcković (2018). Litološki sastav unutar tri modela pretpostavljen je na temelju analiza neuronskim mrežama iz Brcković (2018). Eventualne pogreške modela u rubnim dijelovima naslijeđene su iz Brcković (2018), gdje su detaljnije opisane. U prvom modelu litološki sastav predviđen je na temelju jedne neuronske mreže (*single model*), u drugom je sastav dobiven kombinacijom više različitih mreža (*ensemble model*), a u zadnjem modelu dobiven je na temelju predviđanja iz prethodno spomenuta dva modela i to na mjestima gdje su podatci o litološkom sastavu bili podudarni (*single-ensemble fit model*) (**Slika 4.18–4.20**). Jedan od glavnih koraka prilikom izrade geološkog modela podzemlja za bazensku analizu, uz rješavanje strukturnih odnosa, je determinacija litološkog sastava. U spomenutom radu, litološki sastav je bio utvrđen samo na trasama profila te ga je prvo trebalo modelirati u ostatku volumena podzemlja. U ovom je slučaju ekstrapolacija litološkog sastava načinjena gausovim simulacijama uz prethodno načinjenu variogramsku analizu. Variogram omogućuje definiranje prostorne distribucije varijable u odnosu na dostupne poznate točke koje su se u ovom slučaju nalazile na trasama seizmičkih profila. Konstrukcija variograma načinjena je prema Malvić (2008) i Nikraves (2003).

Dobivene variogramske krivulje načinjene su korištenjem sfernog tipa variograma unutar Petrela. U većini slučajeva dosezi (*eng. range*) nisu bili velike udaljenosti, tj. variogramska krivulja je prema pragu rasla veoma brzo. Uzrok tome mogu biti velike razlike u vrijednostima podataka na malim udaljenostima između ulaznih podataka, tj. njihovoj maloj prostornoj međuovisnosti (**Slike 4.13–4.15**). Isto tako, u idealnim uvjetima na vertikalnoj osi ne bi trebalo biti odstupanja (*eng. nugget*) ili bi ono trebalo biti što manje. Budući da su u ovom slučaju odstupanja prisutna, može se pretpostaviti da postoje razlike u vrijednostima bliskih uzoraka. Uzrok tom problemu mogao bi biti u prvom redu nejednolika prostorna distribucija podataka. Na **slici 4.16** možemo vidjeti da pripadajuće

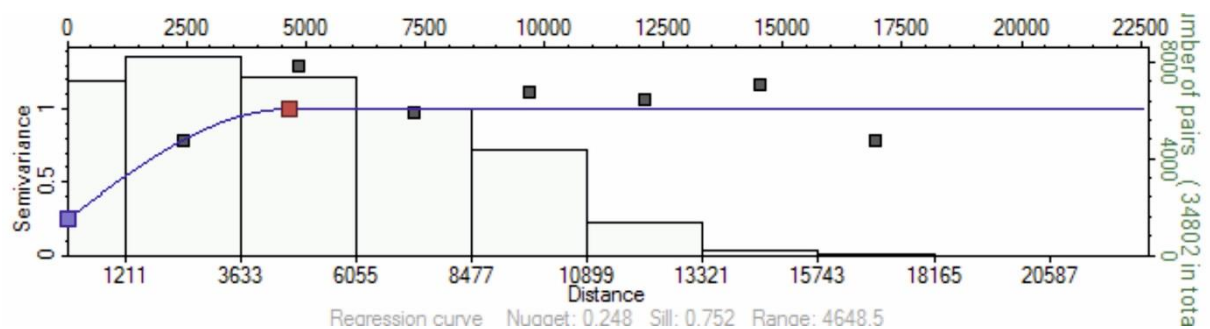
orijentacije spomenutih variogramskih modela prate dinarski smjer pružanja (sjeverozapad-jugoistok). Generalno, i ostali modeli prate ovaj orijentacijski trend.



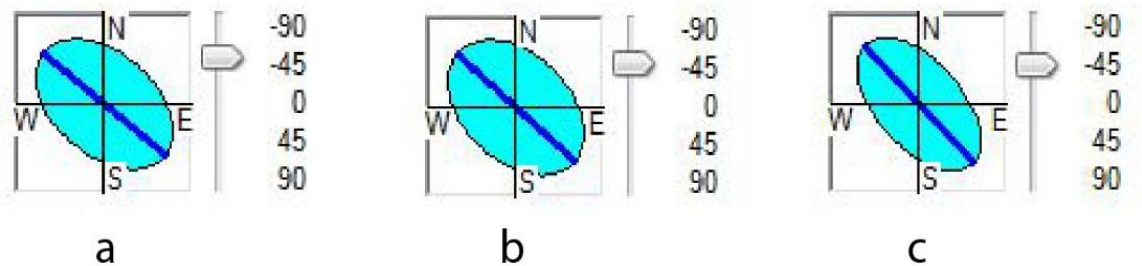
Slika 4.13. Variogramska krivulja pješčenjaka horizonta A, „ensemble“ model



Slika 4.14. Variogramska krivulja lapora horizonta A, „single“ model



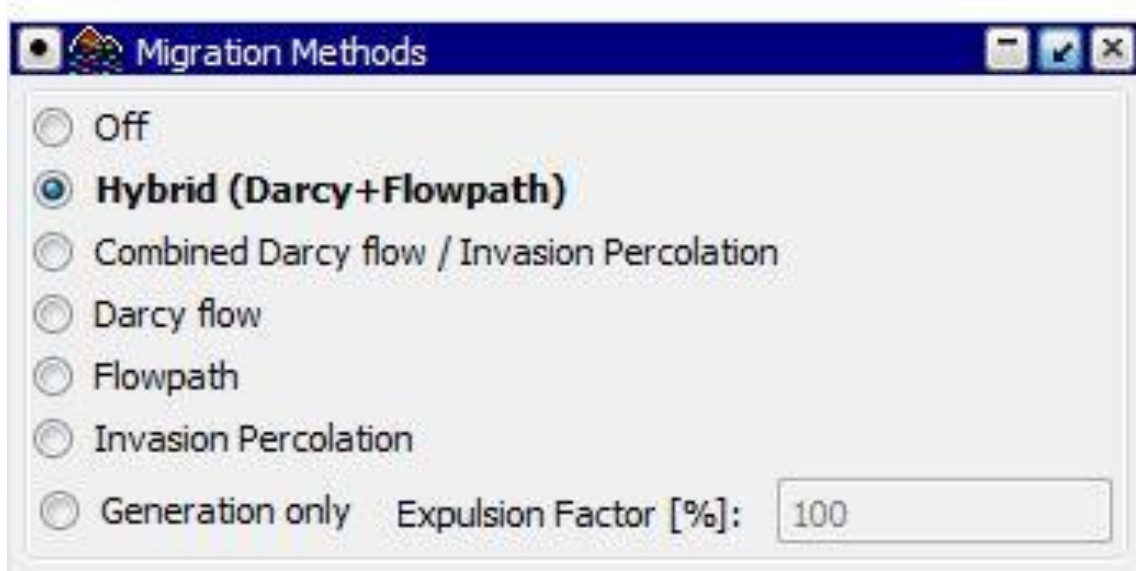
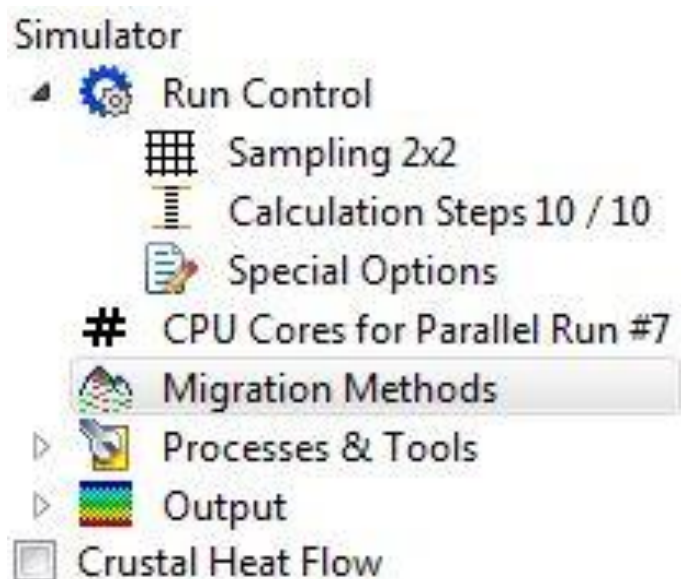
Slika 4.15. Variogramska krivulja lapora horizonta A „single-ensemble fit“ model



Slika 4.16. Orijentacijski smjer male i velike osi variograma kod (a) „single“ modela, (b) „ensemble“ modela te (c) „single-ensemble fit“ modela

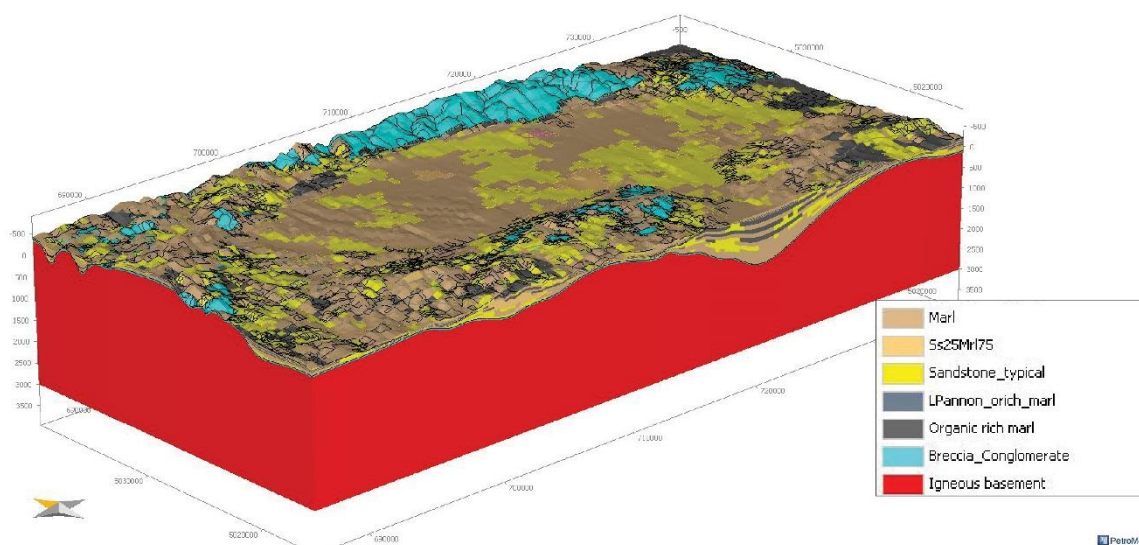
Nakon načinjenog litološkog modeliranja u Petrelu, svaki pojedinačni model s pripadajućim litološkim karakteristikama prikazan je u Petrobuilder 3D-u. U ovom slučaju također su određeni granični uvjeti te vrijednosti ukupne količine organskog ugljika (TOC) i vodikov indeks (HI) (**Tablica 4-3, Tablica 4-4**). Procjena matičnih stijena načinjena je prema Zečević et al., (2010), Hernitz et al. (1995) i Kovačević (2017). Nakon unosa bušotinskih podataka i kalibracije, svaki je model pojedinačno simuliran.

Geometrija modela je pokrupnjena (engl. *upscaled*) na način da se model sastoji od ćelija čije su stranice dimenzija 400 x 400 m s inicijalnih 200 x 200 radi bržeg izvršavanja postupka simulacije. Prvotno su modeli simulirani bez migracijskih parametara, tj. statički. Uključeni su u završnom koraku nakon što su rezultati kalibracije statičkog modela bili zadovoljavajući (**Slika 4.17**).

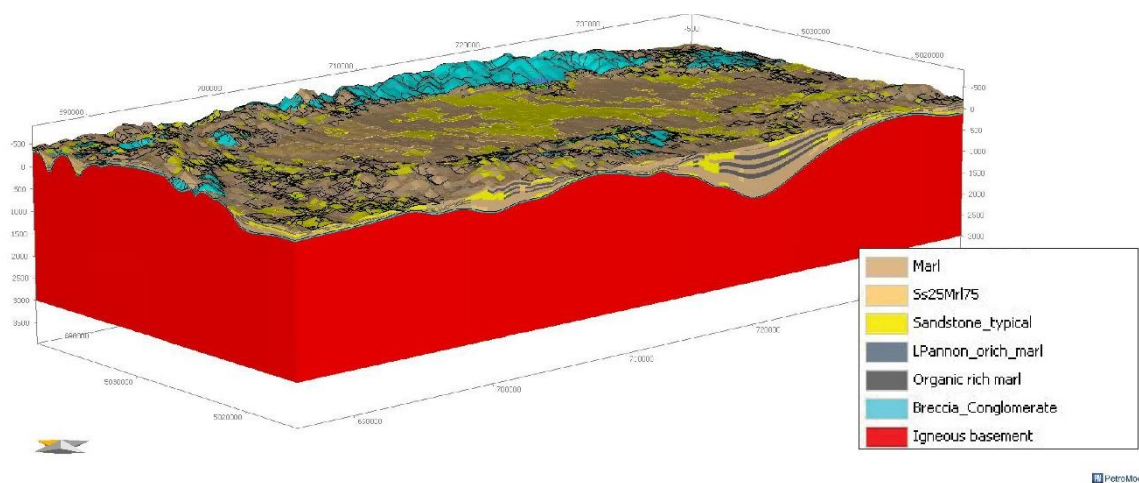


Slika 4.17. Opcije simulatora

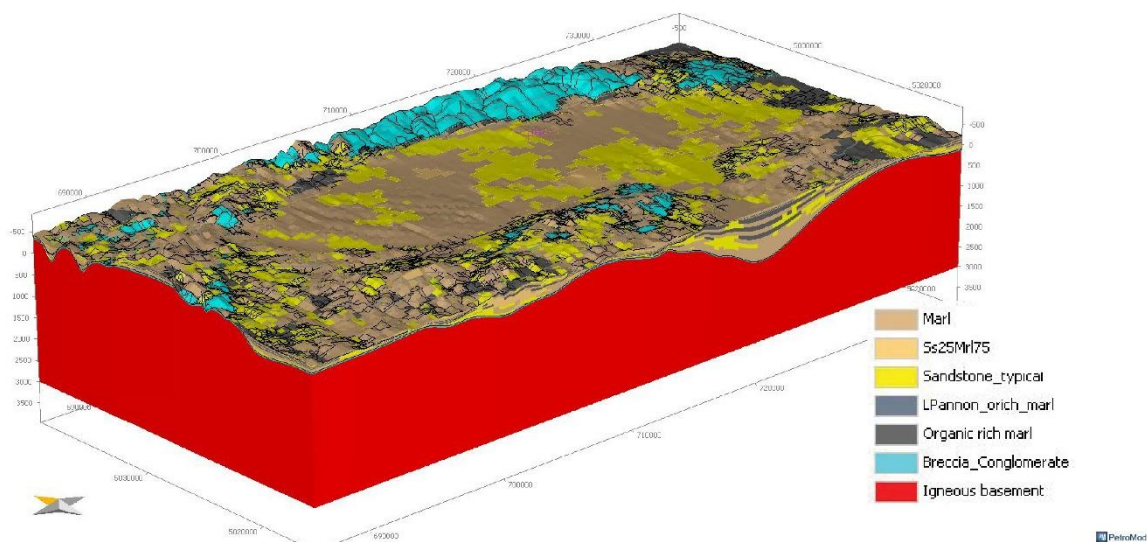
Kao izlazni prikaz može se, između ostaloga, vidjeti litološki sastav svakog pojedinog modela (**Slike 4.18 do 4.20**). On se od modela do modela ne razlikuje u velikoj mjeri. Dvodimenzionalni prikaz omogućuje pogled u podzemlje u bilo kojem dijelu ispitivanog područja. Na taj se način može načiniti i usporedba s izlaznim rezultatima dvodimenzionalnog modeliranja (**Slika 4.21**).



Slika 4.18. Trodimenzionalni prikaz Požėške kotline s pripadajućom litološkom sastavom (Single model)

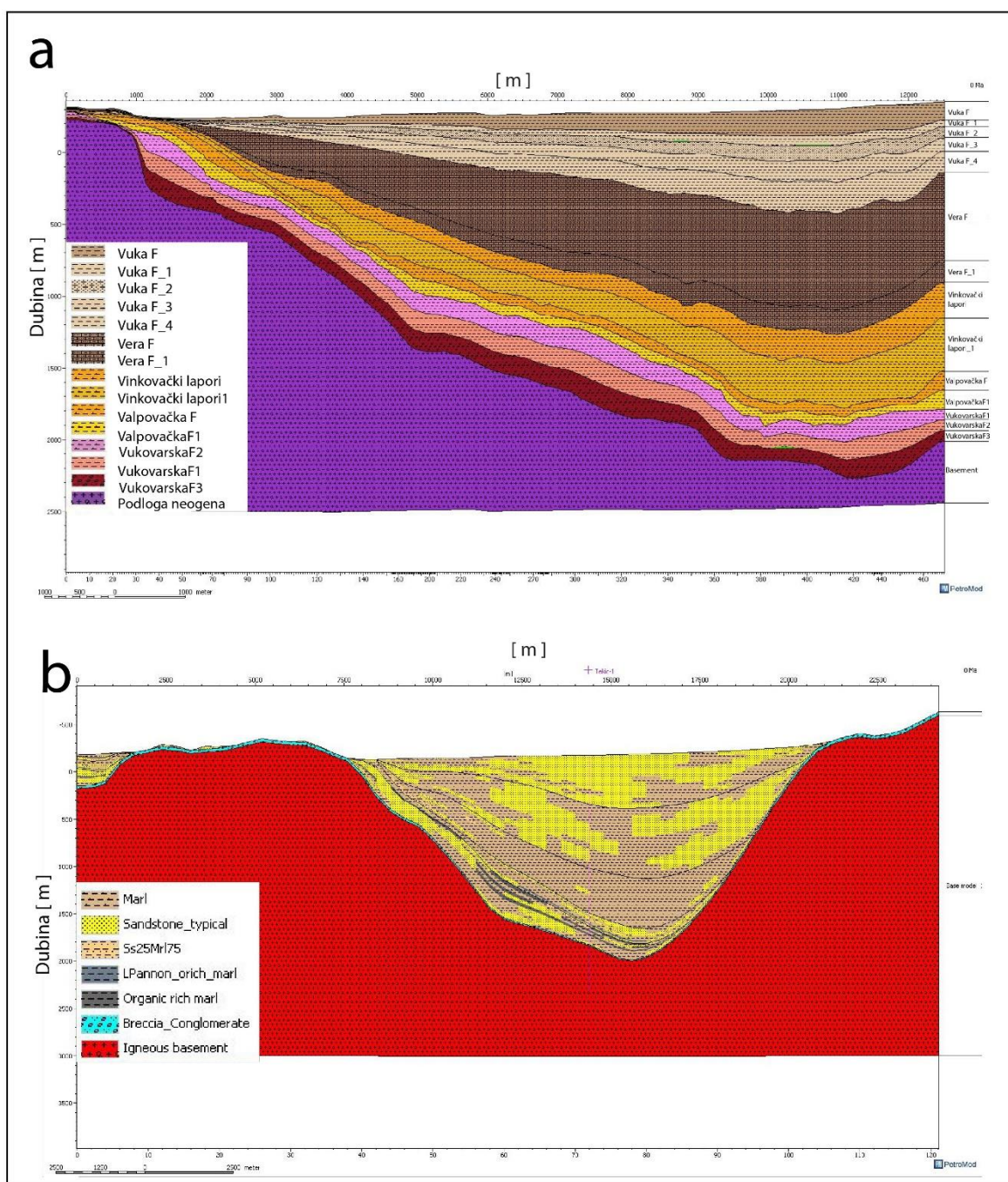


Slika 4.19. Trodimenzionalni prikaz Požėške kotline s pripadajućom litološkom sastavom (Ensamble model)



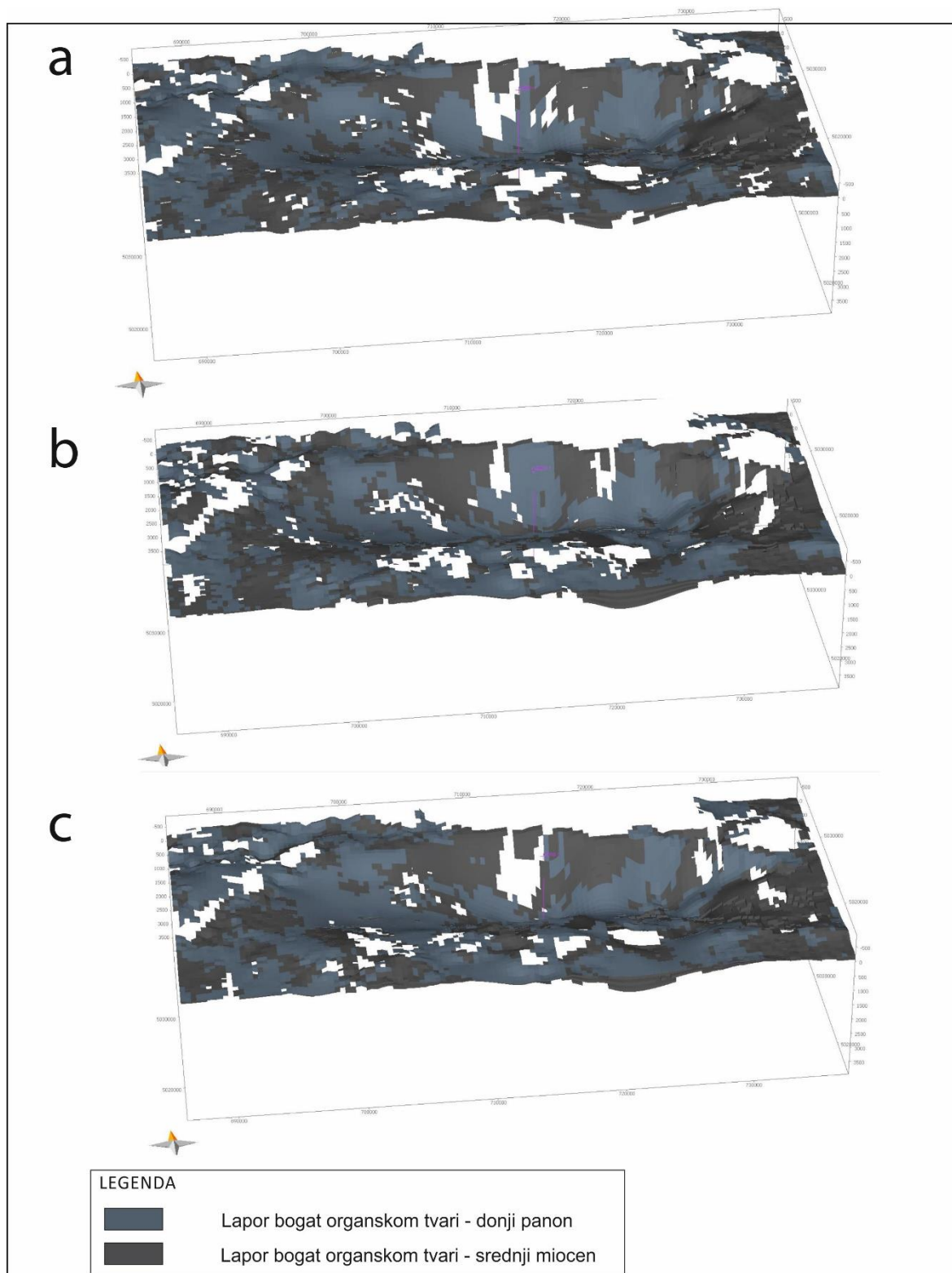
Slika 4.20. Trodimenzionalni prikaz Požėške kotline s pripadajućim litološkom sastavom (Single-Ensamble model)

Iz priložene **slike 4.21.** može se uočiti kako 2D model prikazuje potencijalna mjesta akumulacija koja na prikazu u trodimenzionalnom modelu nisu uočena. Prema navedenom, može se zaključiti da u 2D bazenskom modeliranju, mjesta potencijalnih akumulacija PetroMod prikazuje isključivo prema strukturama koje se prepoznaju na seizmičkom profilu, odnosno pretpostavlja njihovo zatvaranje okomito na dani profil–idealizirano stanje (**Slika 4.21. a**), u ovom se slučaju akumulacije nalaze u blagim antiklinalama, no u 3-D modelu navedene strukture se ne zatvaraju lateralno te akumulacije izostaju (**Slika 4.21. b**).



Slika 4.21. Usporedba modeliranih profila dobivenih (a) dvodimenzionalnim bazenskim modeliranjem (b) ekstrakcijom iz trodimenzionalnog bazenskog modela

U Petrobuilder 3D-u, za sva tri navedena modela, matične stijene su definirane unutar slojeva donjega panona i srednjega miocena prema generalnim geološkim okolnostima opisanim u Hernitz et al. (1995) i Zečević et al. (2010) (**Slika 4.22**). Tamnije obojani dijelovi modela označavaju matične stijene srednjeg miocena, dok svjetliji predstavljaju matične stijene donjeg panona

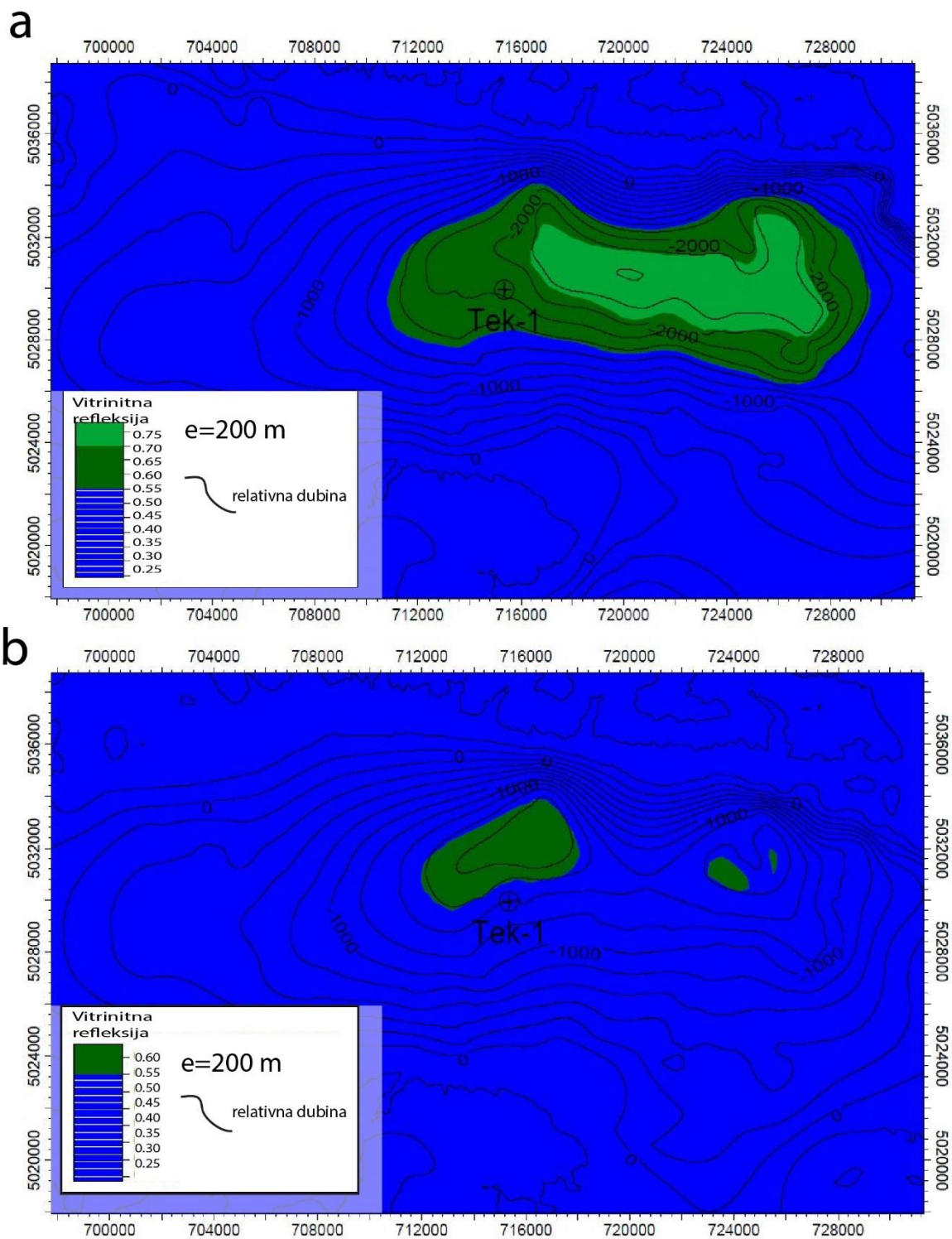


Slika 4.22. Distribucija matičnih stijena kroz modele (a) Single (b) Ensemble (c) Single-Ensamble-Fit

Bazenski model je omogućio i uvid u procijenjene generativne sposobnosti matičnih stijena. Iako se rezultati prikazani u **tablici 4-6** ne razlikuju značajno, prisutna razlika rezultat je drugačije litološke distribucije u svakom od navedenih modela. Najpovoljniji rezultat uočen je u Požega_single-ensamble-fit modelu. Generacijski potencijal nafte u tom modelu iznosi $36,81 \times 10^6 \text{ m}^3$. Najmanji volumen generirane nafte, od $24,10 \times 10^6 \text{ m}^3$, uočen je u Požega_Single modelu. U slučaju Požega_Single modela, nisu utvrđene akumulacije ugljikovodika. To je rezultat algoritma za modeliranje litološkog sastava prema kojem je vrlo malo matičnih stijena utvrđeno u najdubljem dijelu depresije te se migracija još nije uspjela odviti. Volumeni plina prikazani su u **tablici 4-7**. Iz priloženog se može vidjeti kako je količina plina neznatna u odnosu na procijenjenu količinu nafte. Razlog tomu je prvenstveno odabir korištenog kinetika. Kod Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack kinetika ekspulzija plina događa se na temperaturama od otprilike $150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ što je znatno više od maksimalnih temperaturnih vrijednosti na istražnom području. Na **slici 4.23** mogu se vidjeti modelirane vrijednosti vitritne refleksije prema Sweeney & Burnham (1990) te se uočava da je prema rezultatima modela, izrazito mali volumen donjopanonskih matičnih stijena ušao u rani naftni prozor te da su stijene srednjeg miocena u ranoj fazi katageneze.

U sklopu ovog rada izrađen je „teoretski model“, koji je načinjen za sva tri spomenuta trodimenzionalna prikaza. U tu svrhu uključene su najpovoljnije vrijednosti ukupnog ugljika organskog podrijetla (TOC) te vodikovog indeksa (HI). Korištena vrijednost TOC-a za matične stijene u tom slučaju bila je 10,80 %, a HI 565 mgHC/gTOC (Kovačević, 2017). Rezultati dobiveni nakon simulacije postavljenog modela, prikazani su u **tablici 4-8**.

Procijenjeni volumen nafteznatno je povećan u odnosu na prijašnje modele. Kao i do sada Požega_single-ensamble-fit model ima najveće vrijednosti generirane nafte. Distribucija pretpostavljenih akumulacija u prostoru vidljiva je na (**slika 4.25**), zelena područja unutar trodimenzionalnog modela, označavaju ležišta nafte koje su volumno male i pretpostavljeno ekonomski nerentabilne.



Slika 4.23. Karte procijenjenih vrijednosti vitrinitne refleksije po (a) podini formacije Valpovo i (b) podini formacije Vukovar

Tablica 4-6. Vrijednosti volumena naftnog potencijala pojedinih modela

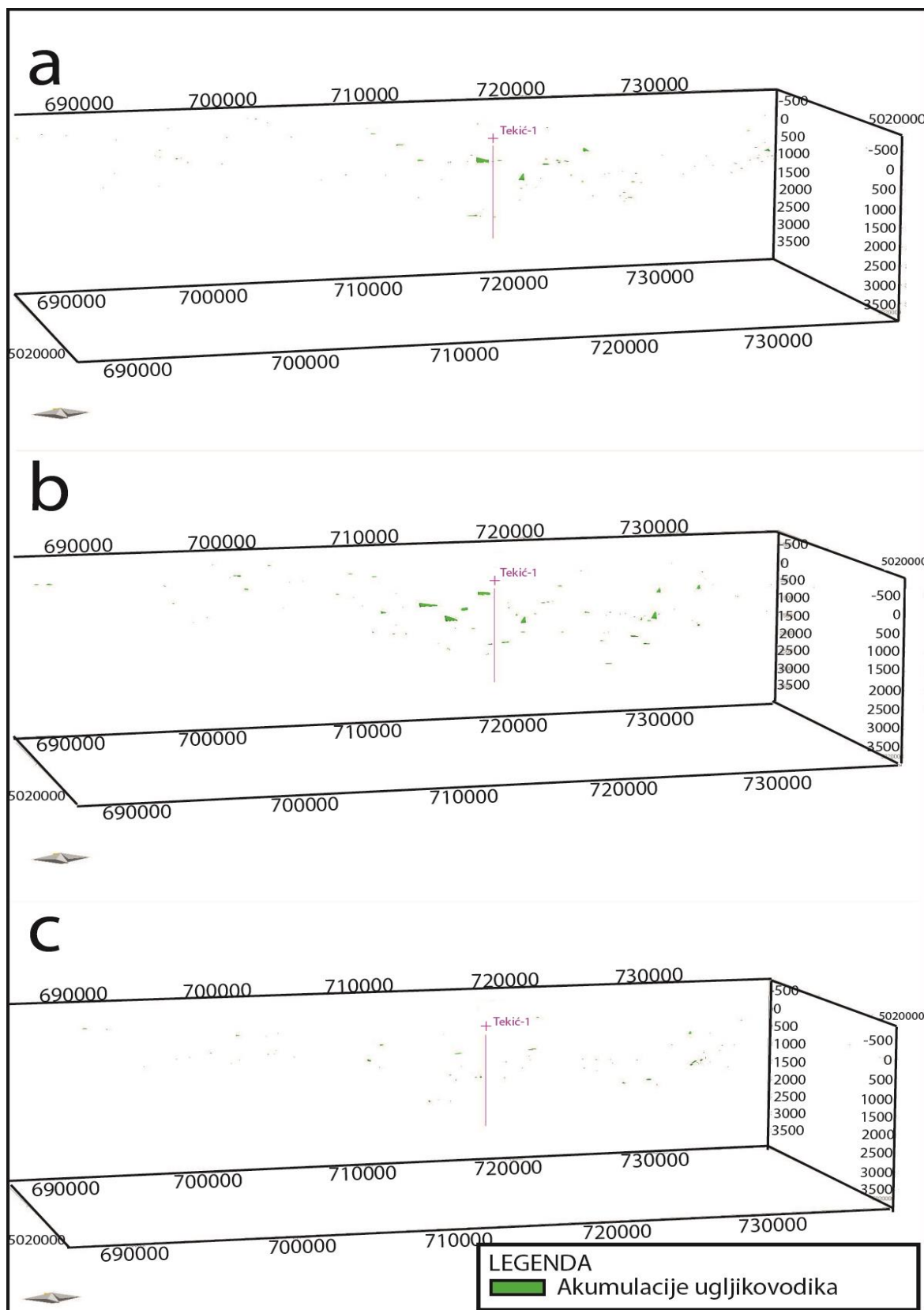
	Volumen generirane nafte [10 ⁶ m ³]	Volumen “in-situ” nafte [10 ⁶ m ³]	Volumen nafte nakupljene u ležištima [10 ⁶ m ³]
Pozega_single	24,10	24,10	0,00
Pozega_ensamble	32,14	25,72	0,64
Pozega_sin-ens-fit	36,81	29,45	0,97

Tablica 4-7. Vrijednosti volumena plinskog potencijala pojedinih modela

	Volumen generiranog plina [10 ⁶ m ³]	Volumen nemigriranog plina [10 ⁶ m ³]	Volumen plina nakupljenog u ležištima [10 ⁶ m ³]
Pozega_single	0,02	0,02	0,00
Pozega_ensamble	0,13	0,11	0,00
Pozega_sin-ens-fit	0,21	0,17	0,01

Tablica 4-8. Vrijednosti volumena naftnog potencijala pojedinih „teoretskih“ modela

	Volumen generirane nafte [10 ⁶ m ³]	Volumen “in-situ” nafte [10 ⁶ m ³]	Volumen nafte nakupljene u ležištima [10 ⁶ m ³]
Pozega_single	66,52	37,27	3,95
Pozega_ensamble	95,59	59,84	88,87
Pozega_sin-ens-fit	112,69	69,09	12,76



Slika 4.24. Pretpostavljene akumulacije ugljikovodika proizašle iz bazenskog modeliranja za tri teoretska modela a) single model; b) ensamble model; c) single-ensamble_fit (Tablica 4-8)

5. ZAKLJUČAK

Izradom ovog diplomskog rada, prvi put je načinjeno bazensko modeliranje prostora Požeške kotline. Iako je količina podataka bila ograničena poradi nedovoljne istraženosti prostora kotline, dobiveni su zadovoljavajući rezultati.

Poznato je da su prema regionalnim okolnostima matične stijene u prostoru Požeške kotline starosti srednjeg miocena te mlađeg panona. Na temelju rezultata jednodimenzionalnog modela, naftni prozor procijenjen je na dubini od otprilike 1500 m ispod koje je moguća generacija ugljikovodika. Matične stijene, čije je zalijeganje unutar naftnog prozora, nalaze se unutar Vukovarske i Valpovačke formacije. Odgovarajućim kalibracijskim vrijednostima temperature dobivenih iz bušotinskih podataka, dvodimenzionalni model prikazao je mogući teoretski faktor pretvorbe (*Transformation Ratio*) matičnih stijena. Faktor pretvorbe srednjomiocenskih stijena iznosi oko 12% što ukazuje na sami početak generacije ugljikovodika.

Trodimenzionalnim bazenskim modeliranjem utvrđeno je postojanje srednjomiocenskih i donjopanonskih matičnih stijena unutar naftnog prozora u najdubljem dijelu kotline. Iako je utvrđeni generativni potencijal matičnih stijena dobar, prisutna količina generiranih ugljikovodika je mala, a pojedinačni volumeni u akumulacijama su neznatni. Akumulacije su locirane unutar srednjomiocenskih, donjopanonskih, gornjopanonskih te pontskih naslaga, a modelom je pretpostavljeno da su ležišne stijene pješčenjaci i njihovi prijelazni varijeteti. Iako model korišten prilikom bazenskog modeliranja nije sadržavao informacije o rasjedima, prema dosada objavljenim radovima, može se pretpostaviti da su migracijski putovi ugljikovodika znatnim dijelom bile i trase rasjeda te je nužno u daljnja istraživanja uključiti rasjedne plohe u izradu modela.

Ovaj diplomski rad jedan je od tri rada koji kao cjelina čine podlogu za daljnja istraživanja. Požeška kotlina je područje koje ima ograničeni ugljikovodični potencijal upitne ekonomske isplativosti. Daljnjim istraživanjem trebao bi se načiniti detaljan model koji bi u sebi sadržavao više površinskih podataka i koji bi uključio i rasjedne zone koje se nalaze na prostoru kotline kao bi se moglo sigurnije razmatrati o perspektivnosti mogućih naftnogeoloških istraživanja.

6. LITERATURA:

- ALJINOVIĆ, B., BLAŠKOVIĆ I., PRELOGOVIĆ E., SKOKO D., (1985): Preliminary map of the Mohorovičić discontinuity within the area of the middle and south – eastern part of Europe in correlation with the geological structure, Sažetak u ETH Bericht 102, 12.
- BARIĆ, G. (1996): Organic Geochemistry in the Rationalization of Oil and Gas Exploration and Production: *Geologia Croatia*, 49/2, 191-195.
- BRCKOVIĆ 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 data, *Central European Geology*, 17.
- BRCKOVIĆ, A. (2018): Potpovršinski odnosi Požeške kotline i procjena litološkog sastava korištenjem geomatematičkih metoda, Diplomski rad, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 47.
- 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*, 6/1, u postupku objavljivanja.
- 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), *Geologia Croatia*, 62/1, 31-43.
- HERNITZ Z. (1980): Dubinsko strukturno-tektonski odnosi u području istočne Slavonije, Doktorski rad, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 230.
- HERNITZ, Z., TIŠLJAR J., KALAC K., VELIĆ J., JELIĆ K. (1993): Miocenski sipirani i priobalni klastiti te matične stijene u Dravskoj depresiji [*Miocene colluvial and coastal clastic deposits and source rock in the Drava depression* – in Croatian] – HAZU, Znanstveni savjet za naftu, Savjetovanje o kolektorskim stijenama u Panonskom bazenu, 1-2.

- HORVÁTH, F. (1995): Phases of compression during the evolution of the Pannonian basin and its bearing on hydrocarbon exploration – *Marine and Petroleum Geology*, 12, 837 – 844.
- JAMIČIĆ, D. (1995): The Role of Sinistral Strike-Slip Faults in the Formation of the Structural Fabric of the Slavonian Mts. (Eastern Croatia), *Geologia Croatica*, 48/2, 155-160.
- KOVAČEVIĆ, M. (2017): Petrološke, petrofizikalne i geokemijske značajke miocenskih naslaga Požeške kotline, Diplomski rad, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 51.
- KRANJEC, V., HERNITZ, Z., REŠČEC, T., VELIĆ, J. (1976): Some results of subsidence mapping in the Drava river depression. – *Nafta*, 27/3, 123-141.
- 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.
- LUČIĆ, D., SAFTIĆ, B., KRIZNANIĆ, 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, 133-174.
- MALVIĆ, T. (2008): Primjena geostatistike u analizi geoloških podataka, INA-Industrija nafte d.d, 103.
- NAJDENOVSKI, J. (1988): Dubinski geološki odnosi i razvitak struktura u tercijarnim sedimentima Požeške kotline, Doktorski rad, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 146.
- NIKRAVESH, M., AMINZADEH, F., ZADEH, L.A. (2003): Soft computing and intelligent data analysis in oil exploration, Elsevier, 724.
- PAVELIĆ, D. (2001): Tectonostratigraphic model for the North Croatian and North Bosnian sector of the Miocene Pannonian Basin System: *Basin Research*, 13 359-376.

- 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.
- PRELOGOVIĆ, E., SAFTIĆ, B., KUK, V., VELIĆ, J., DRAGAŠ, M. i LUČIĆ, D. (1998): Tectonic activity in the Croatian part of the Pannonian Basin; *Tectonophysics*, Vol. 297, pp 283-293.
- 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, 101-122.
- SILVA, I. M., 2012.: How to transfer a 3D grid from Petrel to PetroMod software, using the Petroleum Systems Modeling plug-in, *News Click*, 5.
- TROSKOT-ČORBIĆ, T., VELIĆ J., MALVIĆ T. (2009), Comparison of the Middle Miocene and the Upper Miocene source rock formation in the Sava Depression (Pannonian Basin, Croatia): *Geologia Croatica*, 62, 123-133.
- VELIĆ, J. (2007): *Geologija ležišta nafte i plina*, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, 342
- VELIĆ, J., WEISSER, M., SAFTIĆ, B., VRBANAC, B., IVKOVIĆ, Ž. (2002): Naftogeološke značajke i istraženost triju neogenskih megaciklusa u hrvatskom dijelu Panonskog bazena; *Nafta*, 53/6-7, 239-249
- VRBANAC, B. (2002): Chronohorizons based on resistivity curve variations – Upper Miocene sediments of the Ivanić Grad Formation in the Sava Depression (NW Croatia): *Geologia Croatica*, 55, 11-23.
- VULAMA, I. (1994): Source Rock Potential of the Eastern Drava Depression and Some Other Source Rock Localities in Croatia as Evaluated From Well Log Dana, *Geologia Croatica*, 47/2, 205-214..
- VULAMA, I. (2009): Geološke značajke i procjena naftnoplinskoga generativnog potencijala trijaskih i neogenskih matičnih stijena iz bušotina u Hrvatskoj i

Siriji na temelju sinteze rezultata karotažnih , geokemijskih i seizmičkih mjerenja. Doktorski rad, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 205.

WAPLES, D. W., KAMATA, H., SUIZU, M. (1992): The art of maturity modeling. Part 1: Alternative models and sensitivity analysis: AAPG Bulletin, 76, 47-66.

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

ZEČEVIĆ, M., VELIĆ J., SEREMAC J., TROSKOT-ČORBIĆ T., GARAŠIĆ V. (2010): Significance of the Badenian petroleum source rocks from the Krndija Mt. (Pannonian Basin Croatia): Geologia Croatica, 63, 225-239.

Neobjavljeni izvori:

INA-Naftaplin, (1980): DST izvještaj, 48

Schlumberger (2013): PetroMod Fundamentals - Training and Exercise guide, Schlumberger NEXT, 278.

Webizvori:

<https://earth.google.com/web/@45.5047749,17.57239739,648.32631532a,243044.3564767d,35y,0h,0t,0r> , 7.1.2018. 19:08