Bazensko modeliranje područja Slavonsko-srijemske depresije

Čuljak, Borna

Master's thesis / Diplomski rad

2019

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:169:131783

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-04-23**

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

BAZENSKO MODELIRANJE PODRUČJA SLAVONSKO-SRIJEMSKE DEPRESIJE

Borna Čuljak
G351

Zagreb, 2019.

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

BAZENSKO MODELIRANJE PODRUČJA SLAVONSKO-SRIJEMSKE DEPRESIJE

BORNA ČULJAK

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

Sažetak

Područje istočne Slavonije dobro je istraženi prostor sa značajnom količinom naftnogeoloških istraživačkih radova i nekoliko značajnih otkrića ugljikovodika. S obzirom na novi početak aktivnih istraživanja, načinjena je evaluacija količine generiranih i potencijalno akumuliranih ugljikovodika za procjenu preostalog ugljikovodičnog potencijala. Prema postojećoj literaturi i digitaliziranim kartama konstruiran je 3D naftnogeološki model u softveru Petrel 2018, a 1D i 3D bazensko modeliranje provedeno je u softveru Petromod 2018. U cilju preciznije ocjene matičnog potencijala badenskih i sarmatskih lapora napravljena je i analiza sadržaja organskog ugljika te Rock-eval analiza matičnih stijena s obronaka obližnjeg gorja. Rezultati bazenskog modeliranja sugeriraju značajan ugljikovodični potencijal, prvenstveno akumulacija nafte u stijenama Vukovarske formacije. Rezultati ovakvog modeliranja mogu poslužiti kao izvor podataka za buduća istraživanja u istočnoj Slavoniji, ali i kao izvor procjene kritičnih faktora koje je tek potrebno detaljnije definirati.

Ključne riječi: Panonski bazen, istočna Slavonija, bazensko modeliranje, matične stijene, termalna zrelost, akumulacije ugljikovodika
Diplomski rad sadrži: 52 stranice, 35 slika, 4 tablice, 88 referenci
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. Bruno Saftić, izvanredni profesor RGNF
Dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF

Datum obrane: 18. listopad 2019.

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering

Master's Thesis

BASIN MODELLING OF THE SLAVONIA-SRIJEM DEPRESSION AREA

BORNA ČULJAK

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

Abstract

Subsurface of Eastern Slavonia is sufficiently explored with a number of petroleum geological researches and with a few significant hydrocarbon discoveries. New exploration activity is the motivation for the evaluation of hydrocarbon generation and accumulation, and assessment of the remaining hydrocarbon potential. Using available literature and digital maps, 3D petroleum systems model was constructed in Petrel 2018 software and basin modelling was performed in Petromod 2018 software. In addition to that, Rock-eval and total organic carbon content analyses were conducted on samples from the outcrops on nearby highlands, with the aim of better understanding of source rock potential. The results of basin modelling suggest significant hydrocarbon potential, primarily oil accumulations in rocks of Vukovarska formation. The results of this modelling can be used as a source of data for further exploration in Eastern Slavonia, but also as a source for determination of critical parameters which have yet to be defined in detail.

Key words: Pannonian Basin, Eastern Slavonia, basin modelling, source rocks, thermal maturity, hydrocarbon accumulations
Thesis contains: 52 pages, 35 figures, 4 tables, 88 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 Bruno Saftić, Associate Professor
PhD Iva Kolenković Močilac, Assistant Professor

Date of defense: October 18th, 2019

Veliku zahvalnost dugujem mentoru doc. dr. sc. Marku Cvetkoviću. Hvala na uloženom vremenu, potpori i brojnim stručnim savjetima bez kojih izrada ovog rada ne bi bila moguća.

Big thanks to PhD Doris Gross from Montanuniversität Leoben for guiding me through the modelling process and for giving me the invaluable advice while I was in Leoben.

Hvala i ostalim članovima komisije, prof. dr. sc. Bruni Saftiću i doc. dr. sc. Ivi Kolenković Močilac na stručnim primjedbama i komentarima koji su pridonijeli kvaliteti ovog rada.

Također, htio bih zahvaliti Ministarstvu zaštite okoliša i energetike, Agenciji za ugljikovodike i Vermilion Zagreb Exploration d.o.o. na ustupljenim podatcima.

Furthermore, I would like to thank to Schlumberger for providing academic licenses for Petrel and Petromod software.

Na kraju se želim zahvaliti svojim roditeljima koji su mi omogućili školovanje, prijateljima i posebno svojoj djevojci Josipi koja je u svakom trenutku bila uz mene.

Sadržaj:

1. UVOD....1
2. GEOGRAFSKI OPIS ISTRAŽIVANOG PODRUČJA....1
3. TEKTONSKI I STRATIGRAFSKI RAZVOJ SLAVONSKO-SRIJEMSKE DEPRESIJE....3
3.1 Geološke značajke stijena podloge neogena....4
3.2 Sedimentacijski megaciklusi neogena i kvartara....5
3.3 Stratigrafski slijed i opis elemenata naftnogeološkog sustava neogenske i kvartarne ispune....7
4. METODE ISTRAŽIVANJA I KORIŠTENI PODATCI....10
4.1 Analiza matične moći badenskih i sarmatskih lapora....10
4.2 Modeliranje u Schlumberger Petrel i Petromod 2018 softveru....14
5. IZRADA 3D MODELA U PETREL 2018 SOFTVERU....15
5.1 Konstruiranje površina glavnih markera....15
5.2 Izrada jednostavnog 3D modela....17
5.3 Izrada rasjednih ploha....19
5.4 Izrada geološkog stupa....21
5.5 Definiranje facijesa i izrada 3D naftnogeološkog modela....23
6. REZULTATI ISTRAŽIVANJA MATIČNE MOĆI BADENSKIH I SARMATSKIH LAPORA....25
7. BAZENSKO MODELIRANJE....28
7.1 Uređivanje litološkog sastava u Petromod-u....28
7.2 Elementi naftnogeološkog sustava....29
7.3 Granični uvjeti i paleogeometrija....30
7.4 Aktivnost rasjeda....32
7.5 Simulacija 1D i 3D bazenskog modela....33
8. PRIKAZ I INTERPRETACIJA REZULTATA BAZENSKOG MODELIRANJA....35
8.1 Jednodimenzionalni bazenski model....35
8.2 Trodimenzionalni bazenski model....38
9. ZAKLJUČAK....45
10. LITERATURA....47

Popis slika:

Slika 2-1. Istočna Slavonija s približnom konturom modela i prikazom istražnog bloka Sava-10. Preuzeto s https://www.google.com/maps 2
Slika 2-2. Hrvatski dio Panonskog bazena - podjela na depresije prema Kranjec i dr., (1981), iz Velić (2007). 3
Slika 3-1. Ilustrirani prikaz tektonskog razvoja i razvoja različitih okoliša tijekom neogena i kvartara u hrvatskom dijelu Panonskog bazena (Lučić i dr., 2001). Istraživano područje najsličnije je području Savske depresije. 5
Slika 4-1. Uzorak laminiranog lapora. 11
Slika 4-2. Razlika u boji ručno usitnjenih i osušenih uzoraka lapora. 12
Slika 5-1. Površina repera Tg koji označava granicu predneogenskog kompleksa i bazenske ispune. Bijeli poligon označava granicu istraživanog područja, a svjetlo plavi granicu Republike Hrvatske. 16
Slika 5-2. Površina markera "A" koji predstavlja granicu miocena i pliocena. Bijeli poligon označava granicu istraživanog područja, a svjetlo plavi granicu Republike Hrvatske. 17
Slika 5-3. Jednostavni 3D model s prikazom osnovnih litostratigrafskih formacija. Pogled s jugozapada. 18
Slika 5-4. Jednostavni 3D model nakon podjele u zone. Pogled sa zapada. 19
Slika 5-5. „Fault framework modeling“. Određivanje odnosa između rasjeda i veličine njihove ekstrapolacije. 20
Slika 5-6. Model rasjeda nakon optimizacije i uklanjanja problema otkrivenih dijagnostikom u "Quality control manager" alatu. 20
Slika 5-7. Geološki stup s prikazom litostratigrafskih jedinica, kronostratigrafskih jedinica, apsolutne geološke starosti i litološkog sastava. 22
Slika 5-8. Dijaloški okvir alata za izradu 3D naftnogeološkog modela (eng. Make 3D petroleum systems model) 23
Slika 5-9. Prikaz naftnogeološkog 3D modela. Pogled sa sjevera 24
Slika 5-10. Naftnogeološki 3D model. Površina badensko-sarmatskih lapora. 24
Slika 6-1. Pseudo Van Krevelen dijagram za određivanje tipa kerogena (Espitalie et al, 1982). Tipovi kerogena označeni rimskim brojkama. 27
Slika 7-1. Primjer odnosa poroznosti i propusnosti u novokreiranom litološkom sastavu pridruženom donjem miocenu. 29
Slika 7-2. Dijaloški okvir za definiciju facijesa i elemenata naftnogeološkog sustava. 30
Slika 7-3. Ulazni podaci toplinskog toka za izradu jednog od finalnih modela. 31
Slika 7-4. Približan trend toplinskog toka korišten za simulaciju. Vrijednosti od 3 Ma do danas ovise o lokaciji, prema Lenkey i dr. (2002). 31
Slika 7-5. SWIT prema Wygrala (1989). 31
Slika 7-6. Određivanje propusnosti rasjeda. 33

Slika 8-1. Prikaz bušotina na istraživanom prostoru. Bušotine su označene simbolom "+" i pripadajućim brojem. 35
Slika 8-2. Kalibrirani 1D model temperature u bušotini-01 s prikazom termalne zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990). Konačna dubina bušotine-01 je 3801 metar. Temperature mjerene u bušotini označene su simbolom „+“.....36
Slika 8-3. Kalibrirani 1D model temperature u bušotini-59 s prikazom termalne zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990). Konačna dubina bušotine-59 je 3059 metara. Temperature mjerene u bušotini označene su simbolom „+“.....37
Slika 8-4. 1D prikaz temperaturne evolucije podzemlja oko bušotine-70. 38
Slika 8-5. 1D prikaz razvoja termalne zrelosti podzemlja oko bušotine-04. 38
Slika 8-6. Prikaz termalne zrelosti na 3D modelu, Sweeney & Burnham (1990). 39
Slika 8-7. Površina badensko-sarmatskih organskih lapora s prikazom stupnja termalne transformacije. Sivom bojom označen je profil pružanja istok-zapad. 40
Slika 8-8. 2D profil pružanja zapad-istok izveden iz 3D modela. Lokacija profila prikazana na slici 8-7. 41
Slika 8-9. Prikaz intenziteta termalne transformacije matičnih stijena na 2D profilu s pružanjem istok-zapad. Lokacija profila prikazana je na slici 8-7. 41
Slika 8-10. 3D prikaz puteva migracije ugljikovodika s uključenim prikazom površine podloge neogena. 42
Slika 8-11. 2D prikaz „nerealne akumulacije“ u dijelu gdje vukovarska formacija isklinjava. 43
Slika 8-12. 3D prikaz pretpostavljenih akumulacija ugljikovodika u modelu A, s vrijednostima toplinskog toka prema Lenkey i dr., (2002). Vrijednosti toplinskog toka prikazane na slici 7-3. 44
Slika 8-13. 3D prikaz pretpostavljenih akumulacija ugljikovodika u modelu B, s modificiranim vrijednostima toplinskog toka. 44

Popis tablica:

Tablica 1. Rezultati analize ukupnog sadržaja ugljika organskog podrijetla (TOC) za 7 uzoraka lapora (žuta boja) i rezultati dobiveni Rock-eval pirolizom (plava boja). 25
Tablica 2. Izračunate vrijednosti vodikovog indeksa (HI) i proizvodnog indeksa (PI). 27
Tablica 3. PWD vrijednosti kroz razdoblje neogena. Prema Pavelić & Kovačić (2018). ...32
Tablica 4. Prikaz procijenjenih volumena generiranih ugljikovodika. Model A – vrijednosti toplinskog toka prema Lenkey i dr. (2002), prikazane na slici 7-3; model B – modificirane vrijednosti toplinskog toka. Volumeni iskazani u milijunima metara kubnih [10^6 m^3].....45

1. UVOD

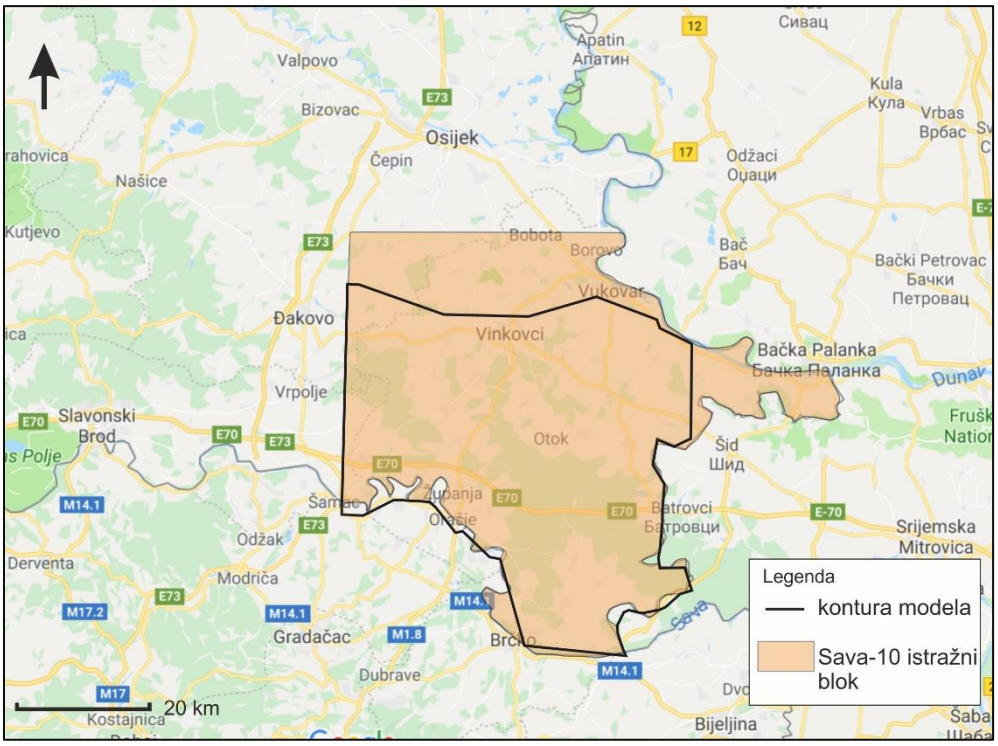
Ovim diplomskim radom napravljeno je jednodimenzionalno i trodimenzionalno bazensko modeliranje Slavonsko-srijemske depresije. Kao glavni izvor podataka za izradu rada služio je stratigrafski i strukturni opis istraživanog prostora prema Hernitzu (1983) s digitaliziranim kartama horizonata i rasjeda prema Vuiću (2015) i podatci o bušotinskim istraživanjima u vlasništvu Agencije za ugljikovodike. Osim ovih podataka, za potrebe rada provedena je analiza matične moći badenskih i sarmatskih lapora, u laboratoriju sveučilišta Montanuniversität Leoben u Austriji. Rezultati analize korišteni su za precizniju definiciju glavnih parametara matičnih stijena u bazenskom modeliranju.

Jednostavni 3D naftnogeološki model napravljen je u softveru Petrel 2018, a za bazensko modeliranje korišten je softver Petromod 2018. Bazenskim modeliranjem provedena je procjena termalne zrelosti i faktora transformacije matičnih stijena i procjena generiranja, migracije, akumulacije i očuvanja ugljikovodika. Jednodimenzionalno bazensko modeliranje napravljeno je za desetak bušotina za koje su bili dostupni podatci o temperaturi sloja mjerenoj tijekom testa proizvodnje iz bušotine (*eng. Drill Stem Test - DST*). Trodimenzionalnim modeliranjem napravljeno je nekoliko modela s blagim razlikama u ulaznim parametrima kako bi se moglo bolje procijeniti koji to ključni i kritični faktori određuju krajnji rezultat modela i kako bi se odabrali najrealniji modeli te prepoznali eventualni nedostaci.

2. GEOGRAFSKI OPIS ISTRAŽIVANOG PODRUČJA

Istraživano područje nalazi se na krajnjem istoku Hrvatske. Svojim najvećim dijelom obuhvaća područje Vukovarsko-srijemske županije uz mali dio Osječko-baranjske županije na njenom jugoistoku te mali dio Brodsko-posavske županije na njenom istoku.

Prema podjeli Agencije za ugljikovodike na istražne blokove, riječ je o bloku Sava-10 čiji je ovlaštenik tvrtka „Vermillion Zagreb Exploration d.o.o.“. Stvarne konture modela određene su kao presjek korištenih strukturnih karata s konturom istražnog bloka Sava-10 (Slika 2-1).



Slika 2-1. Istočna Slavonija s približnom konturom modela i prikazom istražnog bloka Sava-10. Preuzeto s https://www.google.com/maps

S geološkog gledišta istraživano područje pripada južnom dijelu Panonskog bazena, odnosno Slavonsko-srijemskoj depresiji. Radi se o nizinskom terenu, gotovo u potpunosti zaravnjenom, s prosječnim nadmorskim visinama od 75 do 100 metara. Slavonsko-srijemska depresija (Slika 2-2) može se detaljnije podijeliti na: južnu Savsku aluvijalnu ravnicu na zapadnom i središnjem dijelu istraživanog područja, Vukovarski ravnjak na istočnom dijelu koji se proteže jugoistočno od grada Vukovara i Đakovačko-vinkovački ravnjak na sjevernom dijelu, koji predstavlja granicu između Slavonsko-srijemske depresije i Dravske depresije (Hernitz, 1983).

U Slavonsko-srijemskoj depresiji nalaze se naftna polja Đeletovci, Ilača i Privlaka, a u manjoj mjeri proizvodi se i plin. Pokrivenost područja bušotinama i 2D seizmičkim istraživanjima je zadovoljavajuća (Koritić, 2004), ali ipak manja u usporedbi sa zapadnim dijelom Savske depresije i Dravskom depresijom.

Slika 2-2. Hrvatski dio Panonskog bazena - podjela na depresije prema Kranjec i dr., (1981), iz Velić (2007).

3. TEKTONSKI I STRATIGRAFSKI RAZVOJ SLAVONSKO-SRIJEMSKE DEPRESIJE

Unutar područja Slavonsko-srijemske depresije u osnovi se razlikuju dva kompleksa stijena. To su kompleks stijena podloge neogena koji čine magmatske, metamorfne i sedimentne stijene paleozojske i mezozojske starosti, i kompleks ispune bazena koji čine uglavnom sedimentne stijene taložene za vrijeme neogena i kvartara (Hernitz, 1983).

Površinske geološke značajke istraživanog područja obuhvaćene su i opisane najvećim dijelom na listu Vinkovci Osnovne geološke karte u mjerilu 1:100.000 (Brkić i dr., 1989). Manji dio na jugu područja obuhvaćen je listom Brčko (Buzaljko i dr., 1985), a na istoku obuhvaćen je i listom Bačka Palanka (Čičulić-Trifunović & Galović, 1984). Površinske značajke slične su na cijelom području istraživanja, a glavna karakteristika je pokrivenost kompletnog područja debelim kvartarnim naslagama, pa izdanci starijih stijena na površini

u potpunosti izostaju. Prema tome, niti jedan element naftnogeološkog sustava nije moguće pronaći na izdancima unutar istraživanog prostora.

Kvartarne naslage podijeljene su na pleistocenske i holocenske. Za vrijeme pleistocena taloženi su pretežito eolski sedimenti (les) uz podređene aluvijalne facijese te barsko-kopneni les i stariji barski sedimenti, a za vrijeme holocena mlađi barski sedimenti i aluvijalni sedimenti (Takšić, 1970; Babić i dr., 1978).

3.1 Geološke značajke stijena podloge neogena

Izdanci magmatskih, metamorfnih i sedimentnih stijena paleozoika i mezozoika mogu se pronaći na obližnjem Slavonskom gorju te u Srbiji i Bosni i Hercegovini. Prema tim podatcima i prema podatcima iz bušotina u istočnoj Slavoniji koje su dosegle predneogenske stijene, ovaj se kompleks može podijeliti u nekoliko kompleksa s karakterističnim litološkim značajkama.

Najstarije stijene na istraživanom području paleozojske su starosti i pripadaju metamorfnom i granitno-gnajsnom kompleksu. Metamorfni kompleks koji čine uglavnom amfibolski, tinjčasti i kloritski škriljavci pronalazi se na Psunju i Krndiji, a prema istoku tone ispod Đakovačko-vinkovačkog ravnjaka. Granitno-gnajsni kompleks pronalazi se na Papuku i također prema istoku tone ispod mlađih naslaga (iz Hernitz, 1983; prema Filjak i dr., 1969, Pandžić, 1979, Soklić, 1972).

Podlogu neogena čine i sedimentne stijene stratigrafskog raspona od gornjeg karbona i perma pa sve do paleogena. Glavna karakteristika svih sedimenata taloženih kroz ovaj dugački vremenski period je njihova prostorna diskontinuiranost, te još nisu dovoljno istraženi s obzirom na složenost geološke građe. Osim sedimentnih stijena, tu je otkriveno i nekoliko pojava efuziva, uglavnom dijabaza, što ukazuje na razdoblja aktivnog vulkanizma tijekom mezozoika (iz Hernitz, 1983; prema Pandžić, 1979, Soklić, 1972).

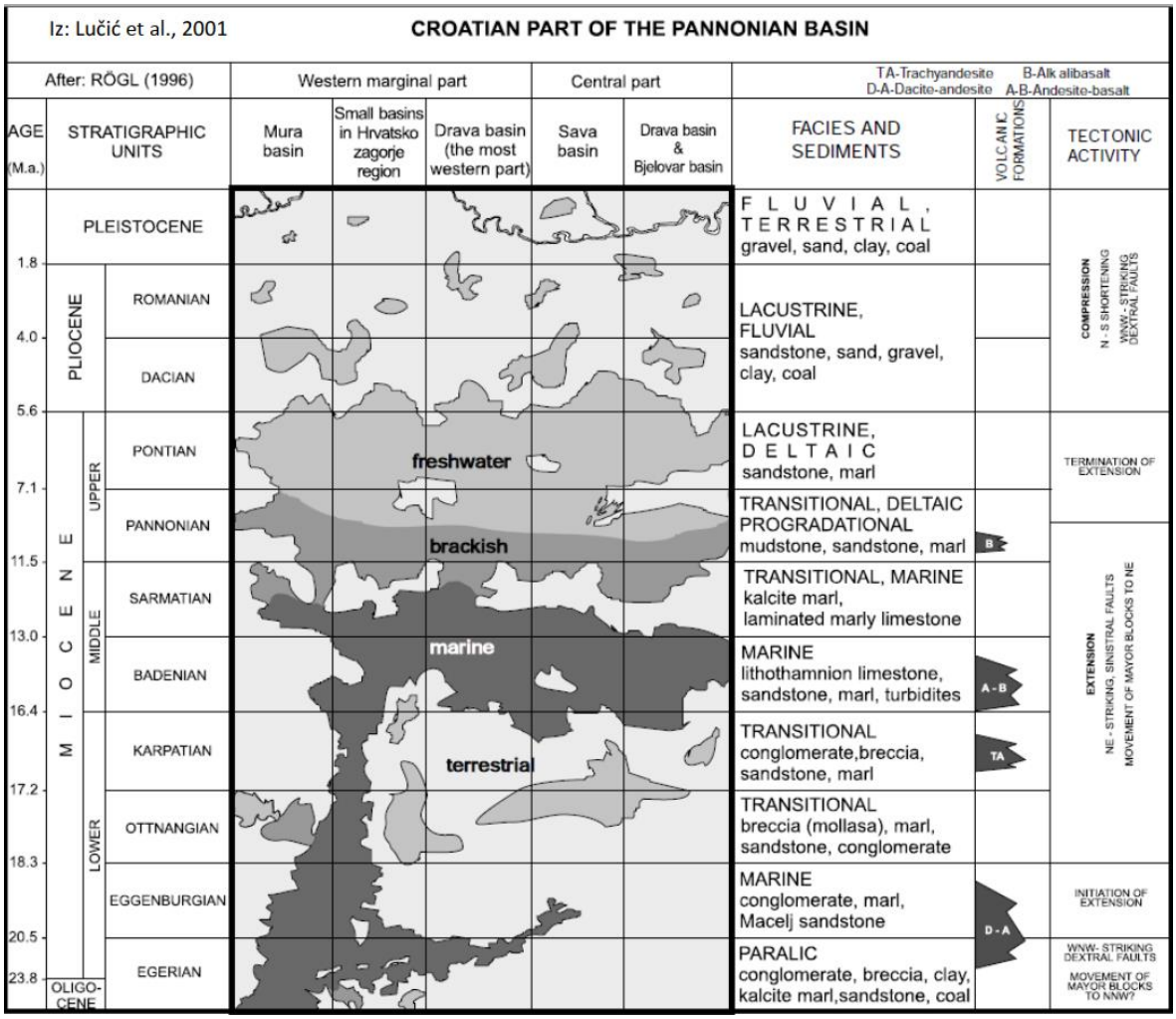
Prema bušotinskim podatcima, u podlozi neogenskih naslaga utvrđeni su siliciklastični i karbonatni sedimenti te dijabazi čija starost uglavnom nije precizno određena osim kod gornjokrednih sedimenata predstavljenih laporima, pješčenjacima, vapnencima i konglomeratima (iz Hernitz, 1983; prema Pandžić, 1979, Soklić, 1972).

S naftnogeološkog stajališta ove stijene su važne, jer u određenim strukturnim položajima imaju vrlo pogodna ležišna svojstva. Pronalaze se snažno alterirane i prirodno

frakturirane stijene s visokom poroznosti i propusnosti. Otkrivena ležišta nafte i plina u predneogenskim stijenama nalaze se u „buried hill“ strukturama (Kranjec, 1972).

3.2 Sedimentacijski megaciklusi neogena i kvartara

Naslage neogena i kvartara taložene su u 3 sedimentacijska megaciklusa (Velić i dr., 2002), izdvojena na osnovi zajedničkih obilježja ritmičke sedimentacije (iz Velić, 2007; prema Filjak i dr., 1969, Šimon, 1980). Svaki megaciklus sastoji se u svom prvom dijelu od transgresivnih naslaga, a u drugom dijelu od regresivnih. Svaki megaciklus čine litološki i genetski različite jedinice nastale kao rezultat regionalnih promjena u tektonici (Slika 3-1), ali i značajki kao što su supsidencija, eustatičke promjene, klimatski uvjeti itd. (Mitchum, 1977). Uspoređujući tektonski i stratigrafski razvoj Slavonsko-srijemske depresije s okolnim dijelovima bazena, može se reći da je najsličniji razvoju istočnog dijela Savske depresije.



Slika 3-1. Ilustrirani prikaz tektonskog razvoja i razvoja različitih okoliša tijekom neogena i kvartara u hrvatskom dijelu Panonskog bazena (Lučić i dr., 2001).

3.2.1 Prvi sedimentacijski megaciklus

Razdoblje starijeg i srednjeg miocena obuhvaćeno je prvim sedimentacijskim megaciklusom. Karakteristika ovog razdoblja je sedimentacija raznolikog litološkog sastava. Taloženi su različiti krupno i sitnozrnasti klastiti te karbonati. Ovo razdoblje karakterizirano je ekstenzijskom tektonikom i predstavlja sinriftnu fazu razvoja bazena (Slika 3-2). Ekstenzijsku tektoniku prate i faze vulkanizma u ranom miocenu, pa se tako pronalaze i efuzivne stijene (Pamić, 1997). Transgresija koja karakterizira početak prvog sedimentacijskog ciklusa nije obuhvatila cijeli bazen, pa i sedimentacija nije započela kontinuirano (Pavelić & Kovačić, 2018). Tijekom egera i egenburga sedimentacija se odvijala samo u izoliranim područjima u zapadnom dijelu bazena kao rezultat lokalne supsidencije. Na području Slavonsko-srijemske depresije sve do badena egzistirali su sporadični kopneni i jezerski okoliši, a tada prelaze u morske okoliše kao rezultat tonjenja bazena i povezanosti bazena s oceanom Paratethys koji se održava tijekom badena i prekida regionalnom emerzijom u sarmatu (Pavelić & Kovačić, 2018). Debljine naslaga u Slavonsko-srijemskoj depresiji lokalno izuzetno variraju, a najveće su u područjima koja su izraženije spuštena te iznose do 1200 metara (Hernitz, 1983). Trajanje prvog megaciklusa procijenjeno je na približno 6,8 Ma (Velić, 2007).

3.2.2 Drugi sedimentacijski megaciklus

Razdoblje mlađeg miocena (panona) obuhvaćeno je drugim sedimentacijskim megaciklusom (Velić, 2007). Karakterizira ga jednolično taloženje pješčenjaka i lapora te njihovih prijelaznih oblika u mirnoj sedimentacijskoj sredini uvjetovanoj termalnom supsidencijom bazena. Kao rezultat izolacije Panonskog bazena, taložni uvjeti tijekom panona postaju brakični. Početkom panona taloženi su karbonati, a zatim je produbljivanje bazena uzrokovalo sedimentaciju dubokovodnih sedimenata od kojih dominiraju lapori. Za vrijeme mlađeg panona dolazi do djelomičnog zapunjavanja taložnog prostora, što je rezultiralo oplićavanjem. U uvjetima plitkog taložnog okoliša dominira sedimentacija terigenog materijala koji se taložio u deltama i prodeltama (Pavelić, 2001). Tijekom drugog sedimentacijskog megaciklusa dolazi do prestanka ekstenzijske tektonike i postupne tektonske inverzije, što označava postriftnu fazu. Debljina naslaga srednjeg miocena u Slavonsko-srijemskoj depresiji doseže 1500 metara (Saftić i dr., 2003). Trajanje drugog sedimentacijskom megaciklusa procijenjeno je na 5,9 Ma (Velić, 2007).

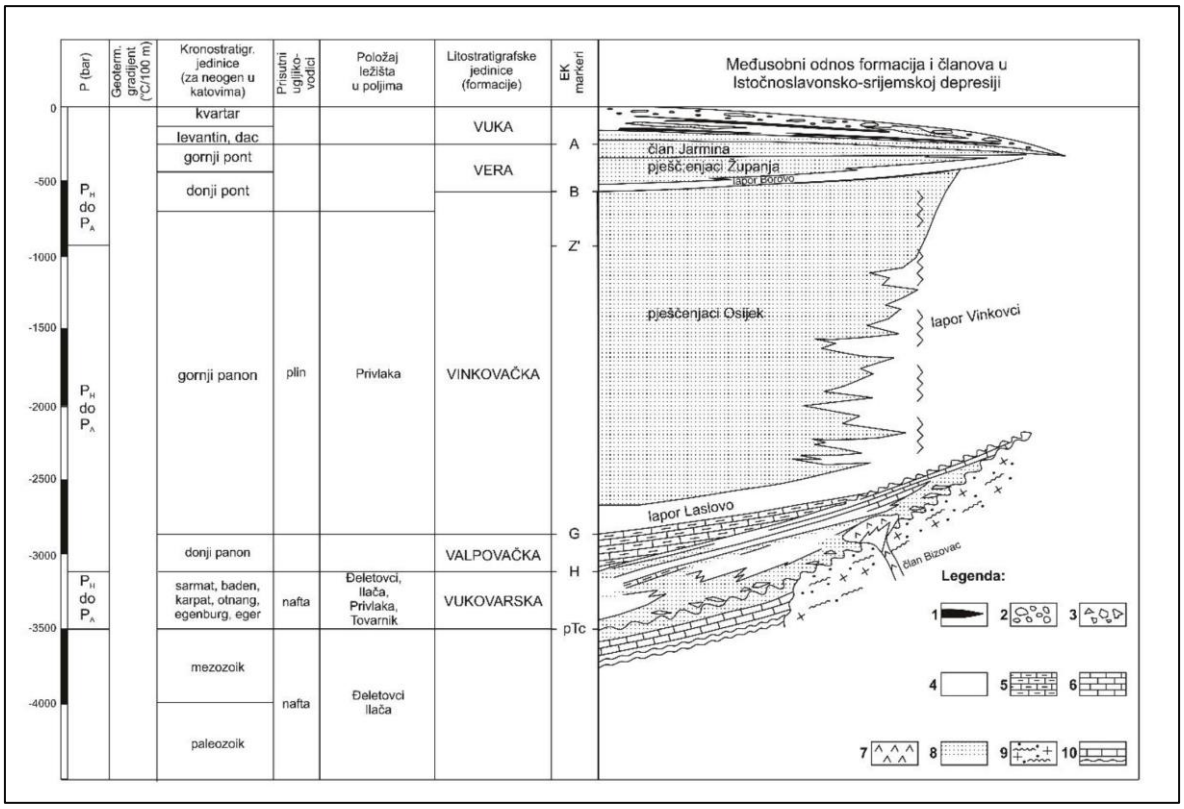
3.2.3 Treći sedimentacijski megaciklus

Razdoblje pliocena i kvartara obuhvaćeno je trećim sedimentacijskim megaciklusom. Zadnji megaciklus značajno se razlikuje od prethodna dva. Taložni okoliš je kontinentalni, a većina sedimenata je aluvijalnog ili eolskog podrijetla (Lučić i dr., 2001). U sedimentaciji dominiraju klastični sedimenti predstavljeni pijescima i glinama te šljuncima i praporima u završnoj fazi sedimentacije (Velić, 2007). Tektonska inverzija koja je započela još u drugom megaciklusu nastavljena je, te je treći megaciklus obilježen kompresijskom tektonikom. Novi režim naprezanja uzrokovao je reaktivaciju starijih normalnih rasjeda i promjenu njihova karaktera u reversne rasjede. Debljina naslaga trećeg sedimentacijskog megacisklusa u Slavonsko-srijemskoj depresiji je između 500 i 1000 metara (Saftić i dr., 2003). Početak trećeg megaciklusa procijenjen je na 5,6 Ma, a traje i danas (Velić, 2007).

3.3 Stratigrafski slijed i opis elemenata naftnogeološkog sustava neogenske i kvartarne ispune

Sedimenti neogena i kvartara čine ispunu Panonskog bazena. Debljine istaloženih sedimenata razlikuju se unutar bazena i najdeblje su u središnjem dijelu bazena. Debljine po bušotinama u Slavonsko-srijemskoj depresiji često iznose oko 3500 metara i nigdje ne prelaze 4000 metara (Velić, 2007).

Sedimenti taloženi kroz prethodno opisana 3 megaciklusa podijeljeni su u litostratigrafskom sustavu jedinica prema podacima iz dubokih istraživačkih bušotina (Slika 3-3). Neogenske i kvartarne naslage na području Slavonsko-srijemske depresije podijeljene su u pet litostratigrafskih jedinica koje se detaljnije dijele na članove prema litološkim svojstvima (iz Hernitz, 1983; prema Šimon, 1973., Kranjec i dr., 1970, 1976, Boškov-Štajner i dr., 1968, 1971). Elektrokarotažni (EK) markeri i reperi regionalnog značenja su dvije vrste korelacijskih horizonata koji su bili odabrani da razdvajaju litostratigrafske jedinice.



Slika 3-3. Stratigrafske jedinice, litološki sastav i položaj važnijih ležišta u Slavonsko-srijemskoj depresiji (Velić, 2007). Legenda: 1=ugljen; 2=šljunci i konglomerati; 3=breče; 4=glinovito-kalcitni lapori; 5=glinoviti vapnenci; 6=vapnenci; 7=efuzivi; 8=pijesci i pješčenjaci; 9=granit i gnajs; 10=pješenjaci, vapnenci i škriljavci

Najstarija jedinica je Vukovarska formacija koja obuhvaća period starijeg i srednjeg miocena, odnosno prvi sedimentacijski megaciklus. Naslage Vukovarske formacije rasprostiru se na području cijele istočne Slavonije, ali njihove debljine izrazito variraju. Najmanje su na uzvišenim područjima Đakovačko-vinkovačkog ravnjaka, gdje su tanje od 100 metara, dok u području južno od Vinkovaca iznose i do 1200 metara (Hernitz, 1983). Prema elektrofizikalnim značajkama, formacija je u podini ograničena reperom „Tg“ koji predstavlja površinu temeljnog gorja i reperom „pTc“ koji predstavlja podlogu „tercijara“, onda kada se neogenske naslage nalaze iznad starijih sedimentnih stijena. Oba repera ujedno označavaju debljinu neogenske ispune u bazenu, a radi diskontinuiranosti i slabe definicije predneogenskih sedimenata, u ovom radu koristit će se termin reper „Tg“. Vukovarska formacija je u krovini ograničena markerom „H“. Na temelju litoloških karakteristika načinjena je podjela formacije na litostratigrafske članove (iz Hernitz, 1983; prema Šimon, 1973, Kranjec i dr., 1976). Najniži član Vukovarske formacije prema Hernitzu (1983) mogao bi biti član Bizovac kojeg čine efuzivi, no Hernitz piše kako je to uvjetno najniži član jer ih

je teško detaljnije stratificirati s obzirom na malen broj bušotinskih podataka o ovim efuzivima koje čine uglavnom andeziti (Golub, 1957; Šimon & Batušić, 1974). Litološke i facijesne značajke Vukovarske formacije zbog velike raznolikosti teško je razdvojiti u zasebne članove kao što je to učinjeno u istočnom dijelu Dravske depresije. Prema litološkom sastavu svakako se izdvajaju vapnenci raznolikih karakteristika, te klastiti različite veličine zrna – konglomerati, breče, pješčenjaci i lapori (iz Hernitz, 1983; prema Šimon & Batušić, 1974, Kranjec i dr., 1976). Korelacijom s dijelovima Savske depresije može se pretpostaviti da se sedimentacija lapora odvijala tijekom badena i sarmata u morskim uvjetima (Pavelić & Kovačić, 2018), a dio ih je pretaložen u donjem panonu. Ovi lapori su bogati organskom tvari i imaju povoljna matična svojstva. U Vukovarskoj formaciji nalaze se i intervali s dobrom propusnosti koja je uvjetovana izostankom laporovite komponente i dominacijom konglomerata, breča, pješčenjaka i trošnih vapnenaca (Radić & Hrnčić, 1979). S obzirom na spomenutu veliku litološku raznolikost u Vukovarskoj formaciji i propusnost je varijabilna, a prema gruboj procjeni za cijelu depresiju može se reći da ukupna debljina lapora otprilike četiri puta premašuje ukupnu debljinu krupnozrnastih stijena (Hernitz, 1983).

S obzirom na izostanak Valpovačke formacije u ovom dijelu depresije (Hernitz, 1983), sljedeća jedinica je Vinkovačka formacija panonske starosti (mlađi panon i stariji pont prema starom sustavu) koja je u podini ograničena EK markerom „H“, a u krovini markerom „B“. Ova formacija značajno se razlikuje u sjevernom dijelu istočne Slavonije koji pripada Dravskoj depresiji i u istraživanom, južnom dijelu u Slavonsko-srijemskoj depresiji (iz Hernitz, 1983; prema Šimon, 1973, Kranjec i dr., 1969, 1970, 1976, Šimon & Batušić, 1974). Osječki pješčenjaci taloženi u sjevernom dijelu ovdje u potpunosti izostaju (Šimon, 1973) te je formacija zastupljena isključivo vinkovačkim laporom (Slika 3-3). Debljine vinkovačkog lapora u Slavonsko-srijemskoj depresiji variraju od 200 metara u izdignutim dijelovima do preko 600 metara u lokalno udubljenim dijelovima (Hernitz, 1983). Prema rezultatima geokemijskih analiza na uzorcima iz bušotina, vinkovački lapor sadrži intervale razmjerno bogate organskom tvari. Mjerene vrijednosti TOC-a (*total organic carbon*) su u prosjeku 1%, a vrijednosti vodikovog indeksa (HI – *Hydrogen indeks)* su u prosjeku 200 mg HC/g TOC.

Sljedeća jedinica je formacija Vera koja obuhvaća naslage gornjeg panona (gornji pont prema starom sustavu). Formacija je prema svojim litološkim karakteristikama podijeljena na 3 člana (iz Hernitz, 1983; prema Šimon, 1973, Kranjec i dr., 1969, 1970, 1976,

Šimon & Batušić, 1974). U podini je ograničena markerom „B“, a u krovini markerom „A“. Podinski dio formacije izgrađuje lapor Borovo. To je sivi i mekani lapor s vjerojatno niskim udjelom organske tvari koji se zadebljava od sjevera prema jugu gdje iznosi maksimalnih 330 metara (Hernitz, 1983). Iznad lapora Borovo slijede Županjski pješčenjaci. U sastavu dominiraju subgrauvake, a pojavljuju se i laporoviti siltiti. Debljine ovih pješčenjaka južno od Vinkovaca iznose najviše 400 metara. Prema podatcima iz bušotina, koji nisu suviše detaljni, navedeno je kako ovi pješenjaci mogu imati dobra ležišna svojstva (Hernitz, 1983). Iznad lapora Borovo nalazi se krovinska jedinica formacije, a to je član Jarmina, sastavljen od pješčano-laporovitog slijeda naslaga, a obje frakcije su podjednako zastupljene. Debljine su ujednačene i iznose od 100 do 200 metara (Hernitz, 1983).

Najplića formacija Slavonsko-srijemske depresije je formacija Vuka. Taložena je u razdoblju pliocena i kvartara, a u podini je ograničena markerom „A“ (iz Hernitz, 1983; prema Šimon, 1973, Šimon & Batušić, 1974, Kranjec i dr., 1969, 1970, Urumović i dr., 1978). Ukupna debljina formacije uglavnom se kreće od 400 do 850 metara. Prema litološkim značajkama može se podijeliti na 3 dijela, iako nema službeno definirane litostratigrafske jedinice nižeg ranga (Batušić & Urbiha, 1979). Podinski dio izgrađen je od glina, pjeskovitih glina i pijesaka, a debljina mu je procijenjena na 300 metara. Središnji dio karakteriziran je izmjenom glinovitih pijesaka s proslojcima gline, a debljina je procijenjena na 250 metara. Najplići dio izgrađen je od glina, pijeska, šljunka, prapora i humusa (Hernitz, 1983). Često se pojavljuje i treset, te ugljen niskog stupnja karbonizacije, a debljina mu može dosezati i preko 20 metara (iz Hernitz, 1983; prema Jagačić, 1963). Debljine ovih najplićih naslaga iznose do 150 metara (Hernitz, 1983).

4. METODE ISTRAŽIVANJA I KORIŠTENI PODATCI

Prvi korak u izradi rada bila je analiza matične moći uzoraka badenskih i sarmatskih lapora prikupljenih na području Požeške kotline. Trodimenzionalni model podzemlja izrađen je u softveru Petrel 2018, nakon čega je cjeloviti bazenski model napravljen u softveru Petromod 2018.

4.1 Analiza matične moći badenskih i sarmatskih lapora

Područje Slavonsko-srijemske depresije u potpunosti je prekriveno kvartarnim naslagama i na površini nije moguće pronaći matične stijene koje bi se mogle detaljnije

analizirati. Uzorci se mogu dobiti metodom jezgrovanja tijekom bušenja, međutim ova metoda je skupa te je stoga uglavnom ograničena na ležišne intervale Preostala opcija za analizu matičnih stijena je da se oni pokušaju pronaći u okolnim područjima, ukoliko regionalno geološki odnosi dozvoljavaju njihovu korelaciju. Najbliži obronci Slavonskog gorja udaljeni su tek oko 50 kilometara zračne udaljenosti od istraživanog područja te predstavljaju dobar izvor podataka. Najbliža od slavonskih planina je Dilj na kojemu se mogu pronaći brojni izdanci miocenskih sedimenata. Za potrebe ovog rada analizirani su uzorci lapora badenske i sarmatske starosti prikupljeni na Dilju s ciljem određivanja udjela organskog ugljika (TOC), vodikovog indeksa (HI), zrelosti i tipa kerogena. Ovaj interval odabran je, jer badenski i sarmatski lapori taloženi u morskom okolišu već na prvi pogled ostavljaju dojam da su bogati organskom tvari zbog svoje boje koja varira od raznih nijansi sive do crne.

Analizirano je 7 uzoraka lapora prikupljenih na sjevernim obroncima Dilj gore. Lapori su tanko laminirani, a lamine su submilimetarskih dimenzija (Slika 4-1). Uzorci se međusobno razlikuju po boji za koju se pretpostavlja da je uvjetovana sadržajem organske tvari (Slika 4-2).

Slika 4-1. Uzorak laminiranog lapora.

Slika 4-2. Razlika u boji ručno usitnjenih i osušenih uzoraka lapora.

Priprema uzoraka sastojala se prvo od ručnog usitnjavanja uzoraka koji su zatim stavljeni u peć na sušenje 24 sata na temperaturi od 40 °C. Sušenje je bilo neophodno jer su lapori sadržavali veliku količinu vlage što može navesti na zaključak da su bogati mineralima glina. Suhi uzorci (Slika 4-2) su zatim usitnjeni u prah u strojnom tarioniku. Ovako pripremljeni uzorci analizirani su u „Rock-eval 6“ uređaju za odredbu matičnog potencijala. Za potrebe određivanja TOC-a korišten je instrument „ELTRA Element Analyser“. Provedena su mjerenja na uzorcima tretiranim klorovodičnom kiselinom s ciljem dekarbonizacije i mjerenja na originalnim uzorcima. Priprema i analiza uzoraka izvršena ja na sveučilištu Montanuniversität Leoben u Austriji.

4.1.1 Rock-eval piroliza

Rock-eval je instrument koji se koristi za određivanje matičnog potencijala postupkom pirolize. Vrlo male količine praha uzorka (40-70 mg) postupno se zagrijavaju u uvjetima bez kisika do 550 °C. Odsutnost kisika pritom osigurava termalnu razgradnju bez spaljivanja uzorka. Ugljikovodici koji su već prisutni u uzorku isparavaju pri temperaturi od 250 °C i na dijagramu se prikazuju kao pik S_1 koji predstavlja količinu slobodnih ugljikovodika. Zagrijavanjem uzorka na temperaturu od 420 do 460 °C dolazi do termalne razgradnje kerogena u ugljikovodike i spojeve slične ugljikovodicima što se na dijagramu prikazuje kao pik S_2. Količina ugljikovodika generiranih na ovaj način predstavlja preostali matični potencijal. Vrijednosti S_1 i S_2 prikazuju se u jedinicama miligram ugljikovodika po gramu stijene (mg HC/g), a zatim se mogu staviti u odnos sa sadržajem organskog ugljika u uzorku pa se dobiva odnos miligram generiranih ugljikovodika po gramu TOC-a (mg HC/g TOC). Treća vrijednost mjerena instrumentom je količina CO_2 koja nastaje tijekom pirolize, a izražava se odnosom g CO_2/kg stijene i označava se kao pik S_3. Količina nastalog CO_2

izravno ovisi o količini kisika u kerogenu, a koja igra važnu ulogu pri određivanju vrste organske tvari, odnosno tipa kerogena. Glavni parametar za određivanje termalne zrelosti je temperatura ($T_{max,}$ °C) na kojoj se odvija maksimalno generiranje ugljikovodika. Za uzorke čija je zrelost u području naftnog prozora T_{max} se nalazi u rasponu od 435 °C do 465 °C. Vrijednosti S_2 i S_3 koriste se za izračunavanje vodikovog indeksa, odnosno kisikovog indeksa. Vodikov indeks služi kao glavni indikator tipa kerogena pa će tako njegove vrijednosti manje od 150 mg HC/g TOC upućivati na niski udio lipidnih tvari što opisuje kerogen tipa III koji nastaje u najvećoj mjeri razgradnjom terestričnog materijala (iz Velić, 2007; prema Tissot i dr., 1974, Waples, 1985). Vrijednosti vodikovog indeksa od 150 do 300 mg HC/g TOC upućuju na prijelazni oblik kerogena tipa II-III. Kerogen tipa II ima vrijednosti vodikovog indeksa iznad 300 mg HC/g TOC, a nastaje razgradnjom tvari s velikim udjelom lipida što upućuje na morski okoliš. Kerogen tipa II je dobra matična stijena za generaciju tekućih ugljikovodika. Kerogen tipa I ima vrijednosti vodikovog indeksa veće od 750 mg HC/g TOC i ima izvrsnu generativnu moć, ali je rijedak jer nastaje isključivo u izoliranim jezerskim okolišima (iz Velić, 2007; prema Tissot i dr., 1974, Waples, 1985). Kisikov indeks opada tijekom zrenja organske tvari i obrnuto je proporcionalan vodikovom indeksu. Usporedbom vodikovog i kisikovog indeksa na grafu kojeg su načinili Tissot & Welte (1978) može se konstruirati dijagram vrlo sličan Van-Krevelenovom dijagramu pomoću kojeg se jednostavno može odrediti tip kerogena. Osim tipa kerogena jednostavno se može izračunati i proizvodni indeks (PI) koji predstavlja odnos količine već generiranih ugljikovodika prisutnih u uzorku prema ukupnom potencijalu uzorka, a računa se kao $S_1/(S_1+S_2)$ (iz Velić, 2007; prema Tissot & Welte, 1978).

4.1.2 Količina organskog ugljika (*eng. TOC – total organic carbon*)

Mjerenje ukupne količine ugljika koji potječe iz organskih spojeva osnovna je metoda u određivanju matičnog potencijala stijene. Sadržaj se izražava kao relativni maseni udio (%) organskog ugljika u stijeni te ovaj podatak služi kao prva ocjena matične moći. Metoda je jednostavna, jeftina i brza i zato se lako izvodi na velikom broju uzoraka, a za analizu je dovoljno oko 50 mg praha uzorka koji se u instrumentu spaljuje u prisutnosti kisika. Prilikom izgaranja, ugljik iz organskih spojeva prelazi u CO_2 kojeg instrument detektira, a njegova količina proporcionalna je količini organskog ugljika u uzorku (Velić, 2007). TOC je važan u donošenju odluke treba li odustati od daljnjeg ulaganja u istraživanja, a ova granica se obično postavlja na 0,5-1% TOC, ovisno o ostalim čimbenicima, dok TOC vrijednosti iznad 2% upućuju na velik matični potencijal (Waples, 1985). Korelacija TOC-a i vodikovog

indeksa nije uvijek moguća što pogotovo vrijedi za sedimente porijeklom iz nemarinskih okoliša u kojima su moguće velike vrijednosti TOC-a, ali slabe sposobnosti za generiranje tekućih ugljikovodika. Stoga je za kompletniju ocjenu matičnog potencijala uvijek potrebno napraviti i Rock-eval analizu (Velić, 2007).

4.2 Modeliranje u Schlumberger Petrel i Petromod 2018 softveru

Petrel je softver tvrtke Schlumberger koji služi za rješavanje širokog spektra zadataka važnih u istraživanju i proizvodnji ugljikovodika. To je u osnovi softver za integriranje podataka iz raznih izvora u jedan geološki model građe podzemlja. Za potrebe izrade ovog rada Petrel je korišten za izradu 3D modela bazena. Softver pruža mogućnosti rada sa svim konvencionalnim podatcima u istraživanju ležišta ugljikovodika, odnosno za uključivanje rezultata prethodnih istraživanja, raznih vrsta bušotinskih podataka i geoloških i drugih površinskih karata, a najviše rezultata seizmičkih mjerenja.

Za izradu 3D modela istraživanog područja (Slika 1-1) korišteni su podaci:

- stratoizohipse po plohama glavnih markera (Tg, H, G, B, A) prema Hernitzu (1983), digitalizirani u Vuić (2015).
- položaji markantnih rasjeda u Slavonsko-srijemskoj depresiji iz Hernitz (1983), digitalizirani u Vuić (2015).
- podatci iz bušotina i podatci o provedenim bušotinskim istraživanjima u vlasništvu Agencije za ugljikovodike.

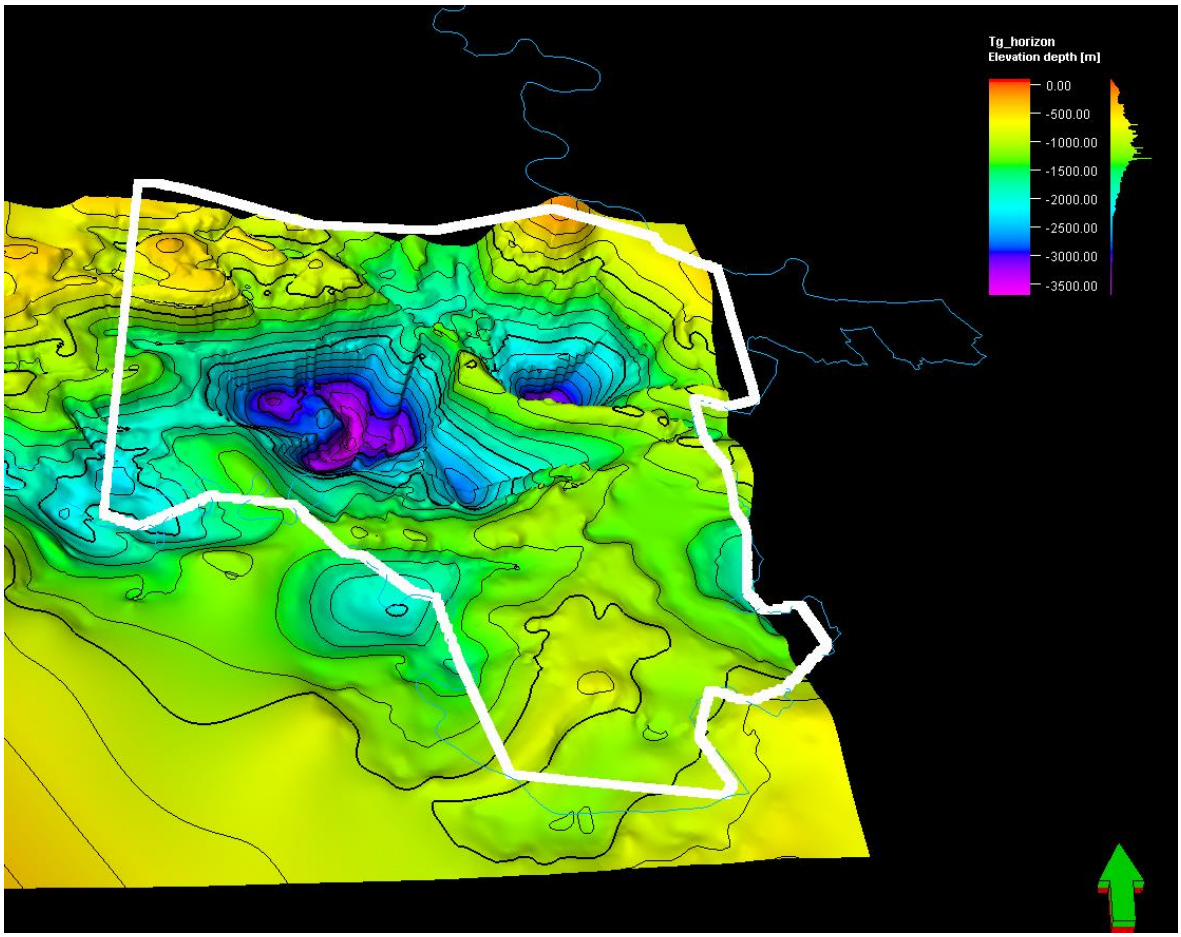
Petromod je softver za bazensko modeliranje koji omogućuje procjenu generiranja, migracije, nastanka ležišta i gubitka ugljikovodika u određenom intervalu geološkog vremena. Nakon konstrukcije modela i postavljanja geoloških i petrofizikalnih parametara, softver je spreman za izvođenje 1D, 2D i 3D modeliranja. Moguće je izvesti statičku simulaciju koja daje rezultate o termalnoj izmjeni matičnih stijena, temperaturi, tlaku i petrofizikalnim svojstvima, ali i dinamičku simulaciju koja uz ove, daje i rezultate o volumenu generiranih ugljikovodika, trasama migracije, nakupljanju i gubitcima ugljikovodika. Za potrebe izrade ovog rada, 3D model (*3D Petroleum systems model)* prethodno izrađen u Petrelu uvezen je u Petromod gdje su unešeni podatci o toplinskom toku (*Heat flow),* utjecaju temperature površinske vode ili mora na hlađenje okoliša *(SWIT – sediment water interface temperature),* paleogeometriji sedimentacijskog okoliša – paleodubini stupca vode (*PWD – paleo water depth),* litološkom sastavu, aktivnosti rasjeda itd. Cilj simulacije je dobiti što realniju rekonstrukciju naftnogeološkog razvoja bazena te

su, s ciljem što bolje optimizacije krajnjeg modela, ulazni podatci često dodatno podešavani, dakle, radi se o jednom iterativnom postupku.

5. IZRADA 3D MODELA U PETREL 2018 SOFTVERU

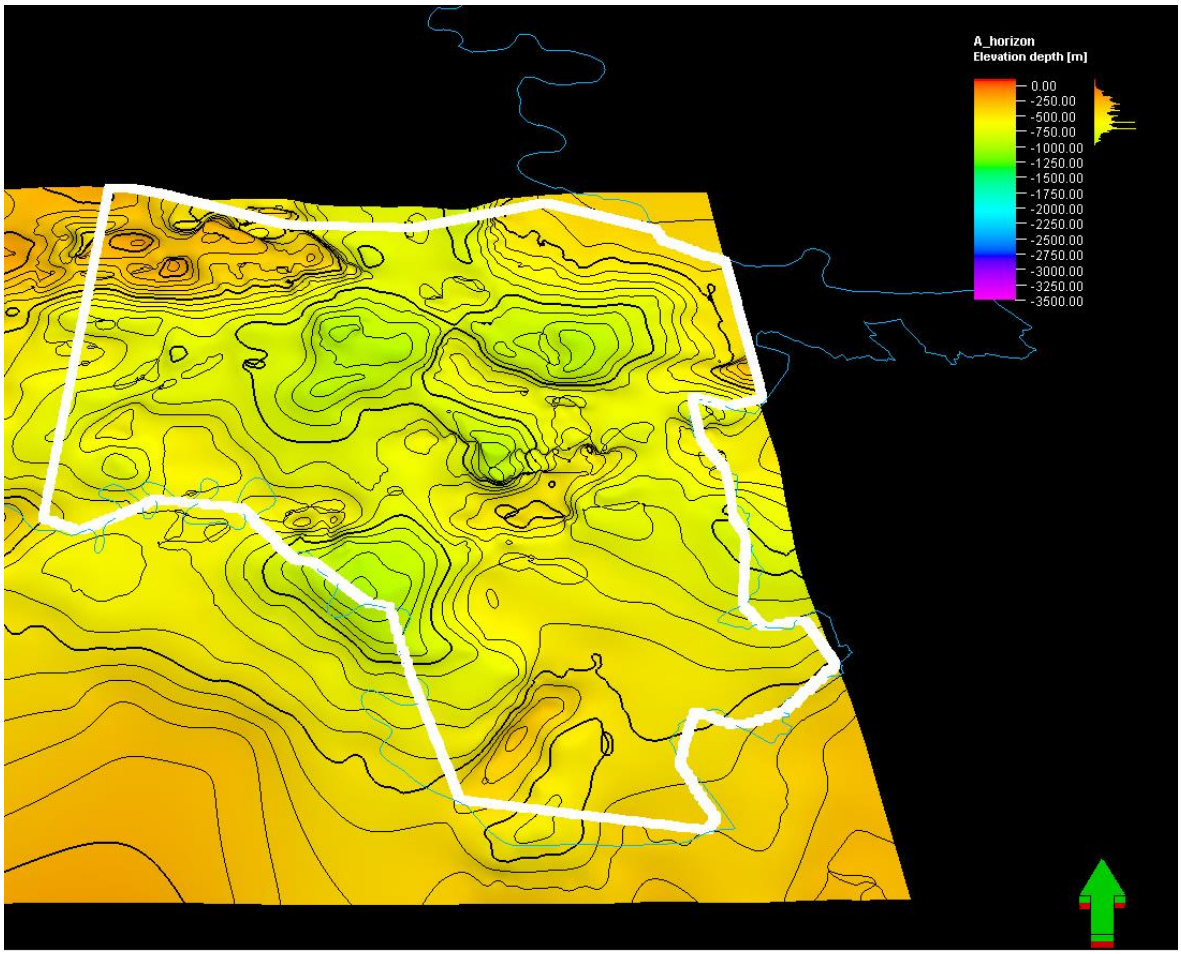
5.1 Konstruiranje površina glavnih markera

Kao polazna točka za izradu modela u Petrel-u korištene su stratoizohipse po plohama glavnih markera u bazenu prema Hernitzu (1983), digitalizirani u Vuić (2015). S obzirom na izostanak Valpovačke formacije u istočnom dijelu bazena, marker „G“ nije prisutan. Alatom „*make/edit surface*“ iz stratoizohipsi konstruirane su površine horizonata (Tg, H, B, A). Osim površina glavnih markera, potrebno je bilo unijeti i sadašnju morfologiju terena te odrediti bazu modela. Dubina repera Tg u najdubljim dijelovima iznosi oko 3500 metara što ujedno označava najveću debljinu neogenske ispune u ovom dijelu bazena. Prema tome, baza modela postavljena je na dubinu od 3700 metara, a dublji dijelovi nisu predmet ovog istraživanja. Površina repera Tg označava granicu predneogenskog kompleksa i bazenske ispune (Slika 5-1). Na slici su lako uočljiva dva najdublja dijela bazena, jedan u središnjem dijelu područja istraživanja i jedan prema sjeveroistoku, a odvojeni su izdignutim Vukovarskim ravnjakom. Uzdignuti dijelovi na sjeverozapadnom dijelu bazena pripadaju Đakovačko-vinkovačkom ravnjaku čiji se veći dio proteže izvan granica istraživanog područja.



Slika 5-1. Površina repera Tg koji označava granicu predneogenskog kompleksa i bazenske ispune. Bijeli poligon označava granicu istraživanog područja, a svjetlo plavi granicu Republike Hrvatske.

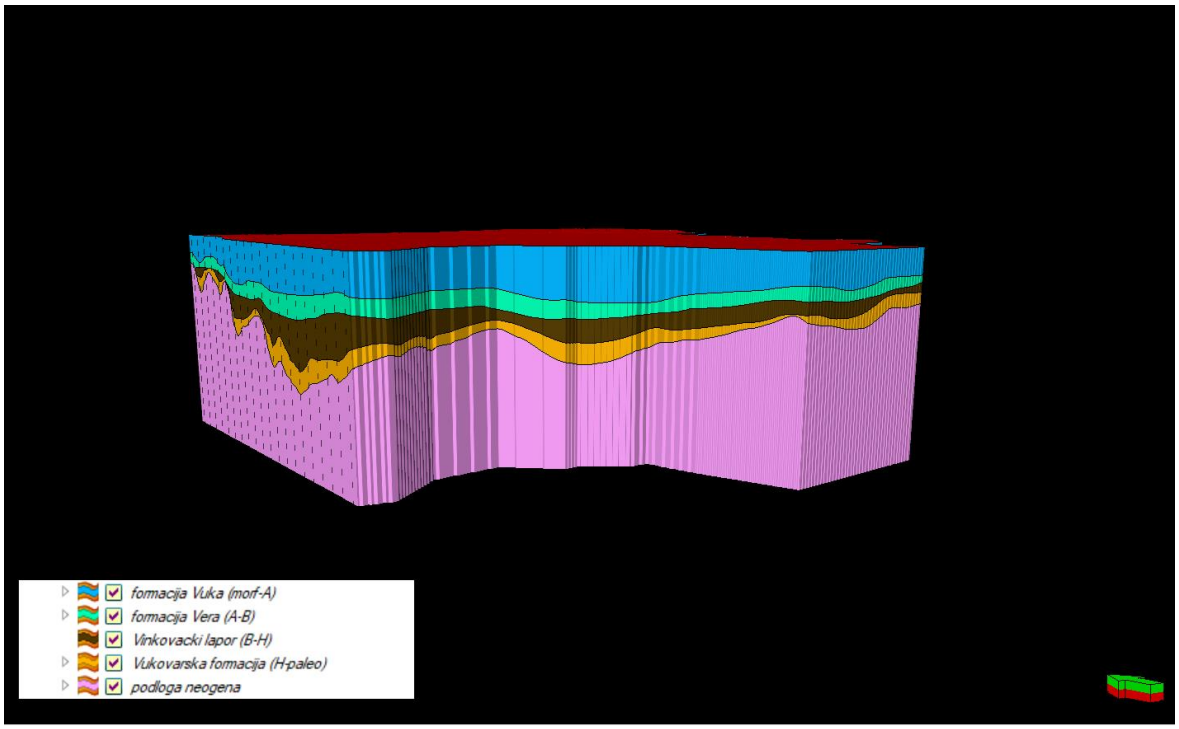
Granica miocena i pliocena označena je markerom „A“ koji litostratigrafski predstavlja granicu između formacija Vera i Vuka. Površina markera „A“ relativno je uniformna s manjim udubljenjima na područjima koja se donekle poklapaju s miocenskim depocentrima (Slika 5-2).



Slika 5-2. Površina markera "A" koji predstavlja granicu miocena i pliocena. Bijeli poligon označava granicu istraživanog područja, a svjetlo plavi granicu Republike Hrvatske.

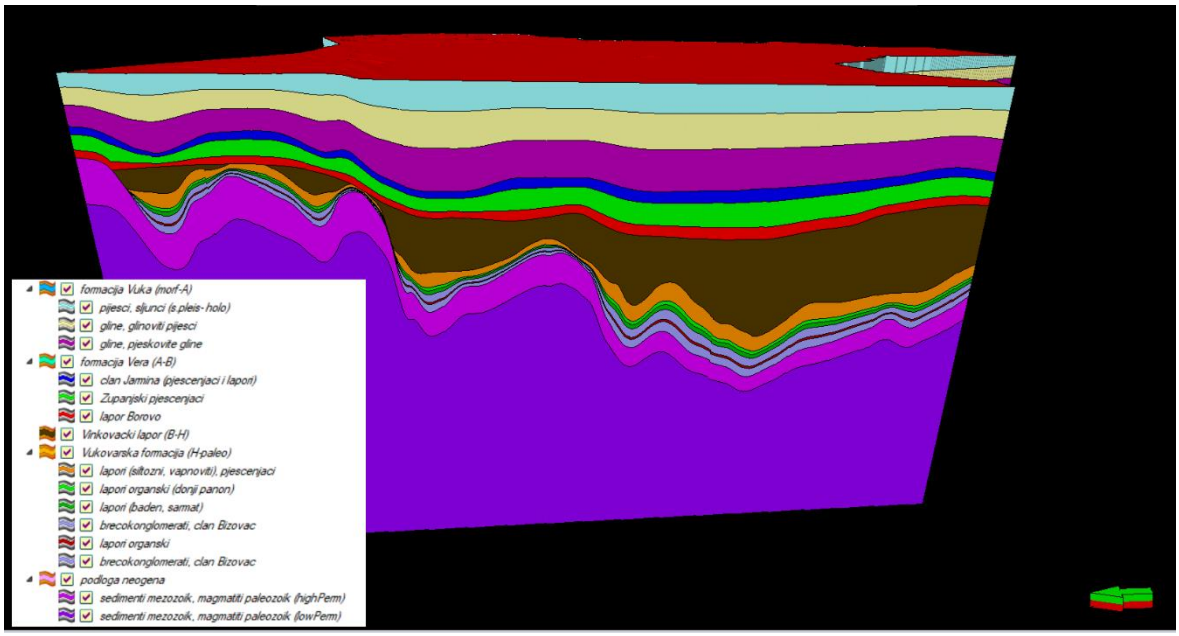
5.2 Izrada jednostavnog 3D modela

Sljedeći korak rada u Petrel-u bio je izraditi jednostavan 3D model koristeći konstruirane površine markera kao ulazne podatke. Model je izrađen alatom „*Make simple grid*“ prema unesenim površinama, a to su (od najdublje prema najplićoj): baza na -3700 metara, Tg, H, B, A i površina današnje morfologije terena kao gornja granica modela. Ovakav model je najjednostavniji prikaz bazena podijeljenog prema osnovnim litostratigrafskim formacijama (Slika 5-3).



Slika 5-3. Jednostavni 3D model s prikazom osnovnih litostratigrafskih formacija. Pogled s jugozapada.

Kako bi se kasnije mogao izraditi naftnogeološki model potrebno je osnovne formacije podijeliti u jedinice s pripadajućim litološkim karakteristikama, a ova podjela je načinjena također prema litostratigrafskom sustavu. Podjela osnovnog 3D modela s formacijama na detaljnije jedinice napravljena je alatom „*Make zones*“. Debljina jedinica određena je prema stratigrafskom opisu iz Hernitz (1983) tako što su uzete prosječne debljine jedinica za istraživano područje. Važno je naglasiti kako je ovo vrlo gruba procjena debljina, jer je poznato da debljine određenih jedinica lokalno izuzetno variraju te u stvarnosti sigurno nisu uniformne za cijelo područje. Iz tog razloga se ovako detaljna podjela može smatrati samo uvjetno točnom i prilično nepreciznom, ali je bila nužna za izradu bazenskog modela (Slika 5-4). Neke jedinice iz stratigrafskog opisa (Hernitz, 1983) dodatno su podijeljene u manje zone radi praktičnosti izrade naftnogeološkog modela, odnosno lakšeg određivanja elemenata naftnogeološkog sustava. Prema tome, podloga neogena podijeljena je u dvije zone i to u gornji dio koji čini 10% debljine i predstavlja trošne i propusne stijene te donji dio koji je karakteriziran kao nepropustan (Slika 5-4). Podjela Vukovarske formacije bila je najvažnija jer se u njoj nalazi najveći broj matičnih i ležišnih intervala. Važno je napomenuti da donji dijelovi Vukovarske formacije koji obuhvaćaju donji i srednji miocen često u literaturi nisu detaljnije litološki opisani.



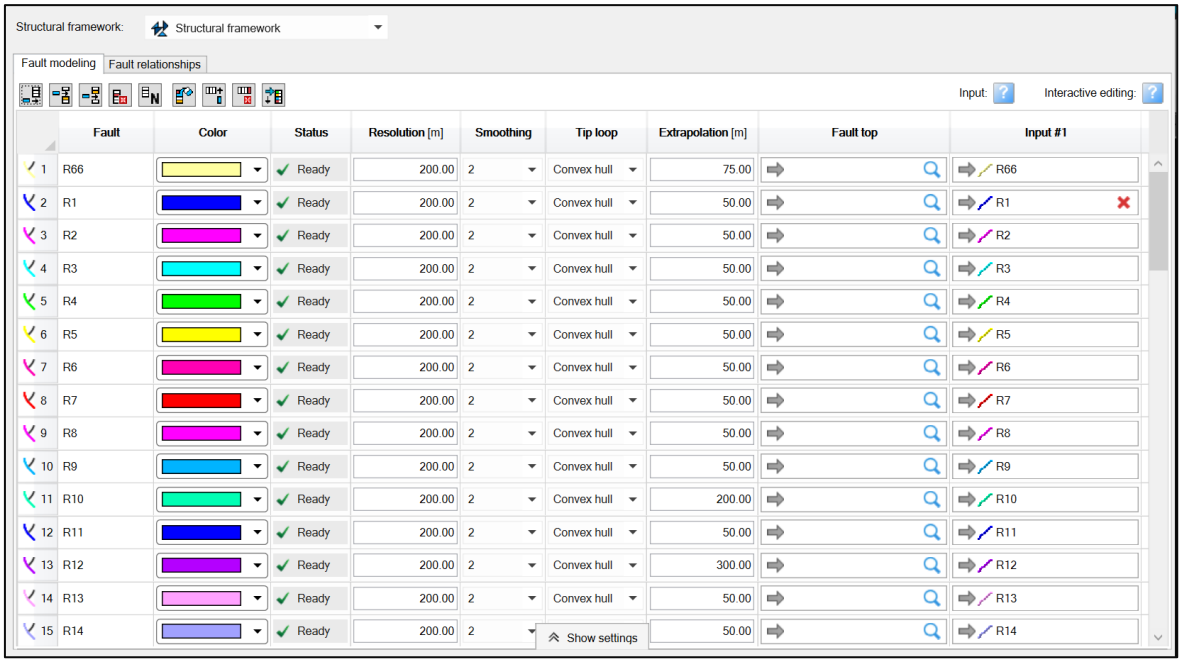
Slika 5-4. Jednostavni 3D model nakon podjele u zone. Pogled sa zapada.

5.3 Izrada rasjednih ploha

Rasjedi su u Petrel uvezeni kao poligoni koji predstavljaju presjeke rasjednih ploha s pojedinim markerima (Vuić, 2015). Uvezeno je 66 rasjeda, ali ih se 12 nalazi na zapadu izvan granice istraživanog područja pa nisu uključeni u model. Prvi korak bio je spojiti isprekidane poligone alatom „*append polygon*“ kako bi se dobio jedinstven poligon iz kojeg je onda moguće izraditi rasjednu plohu. Kako bi se modelirala rasjedna ploha potrebno je da su rasjedi utvrđeni na površinama barem dva horizonta jer se na taj način definira smjer i kut nagiba rasjedne plohe.

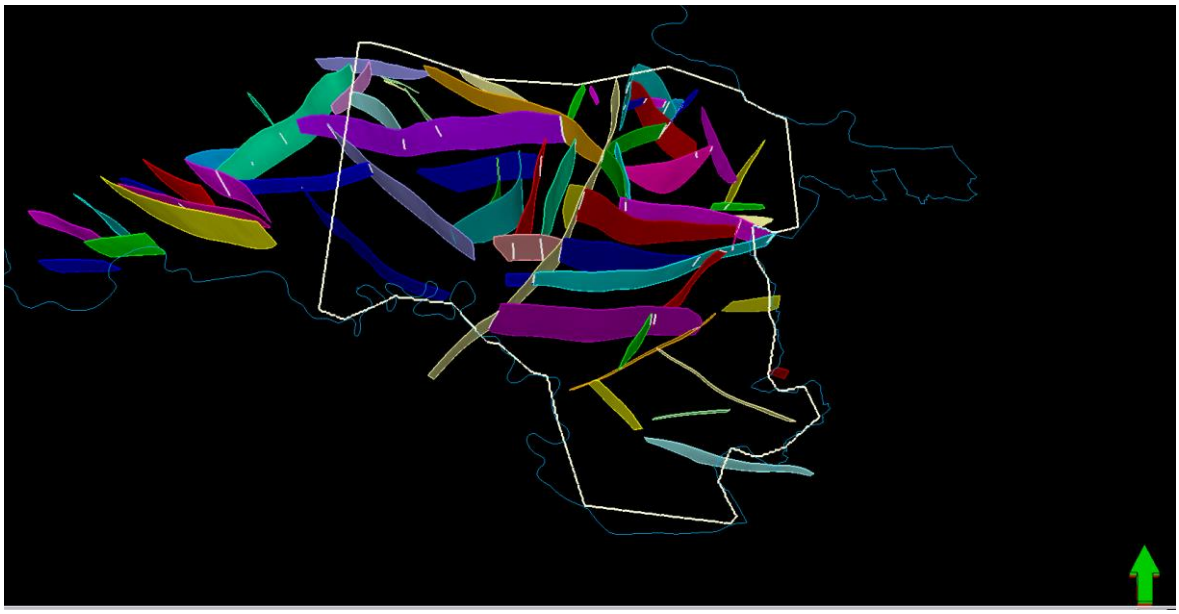
Sljedeći korak bio je izraditi tzv. strukturni okvir (engl. *Structural framework*), odnosno izraditi model rasjeda koristeći poligone kao ulazne podatke, što je napravljeno alatom „*Fault framework modeling*“ (Slika 5-5). Nakon što je model izrađen, potrebno ga je doraditi i ispraviti greške nastale u automatskoj izradi. Pri tome je prvi korak odrediti odnose između rasjeda koji se sijeku, odnosno koji je rasjed glavni, a koji sporedni. Potrebno je bilo i izgladiti površine rasjeda, ali i urediti njihove obrube kako bi imali što realniji oblik, a što je učinjeno opcijom „*polygon editing*“. Kako bi se uredili kontakti između dvaju rasjeda korištena je opcija „*extrapolation distance*“ kojom se jednostavno povećavaju i smanjuju modeli rasjeda. Petrel 2018 ima opciju provjere kvalitete izrađenog modela rasjeda (engl. *Quality control manager*) koja nakon dijagnostike modela upozorava na moguće probleme kao što su oštri kutevi presjeka dvaju rasjeda, diskontinuirani presjeci dvaju rasjeda,

prevelika blizina dvaju rasjeda itd. Nakon napravljene dijagnostike nekoliko otkrivenih problema je uklonjeno gore opisanim alatima te se može smatrati da je model rasjeda optimiziran (Slika 5-6).



	Fault	Color	Status	Resolution [m]	Smoothing	Tip loop	Extrapolation [m]	Fault top	Input #1
1	R66		Ready	200.00	2	Convex hull	75.00		R66
2	R1		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R1
3	R2		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R2
4	R3		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R3
5	R4		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R4
6	R5		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R5
7	R6		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R6
8	R7		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R7
9	R8		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R8
10	R9		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R9
11	R10		Ready	200.00	2	Convex hull	200.00		R10
12	R11		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R11
13	R12		Ready	200.00	2	Convex hull	300.00		R12
14	R13		Ready	200.00	2	Convex hull	50.00		R13
15	R14		Ready	200.00	2		50.00		R14

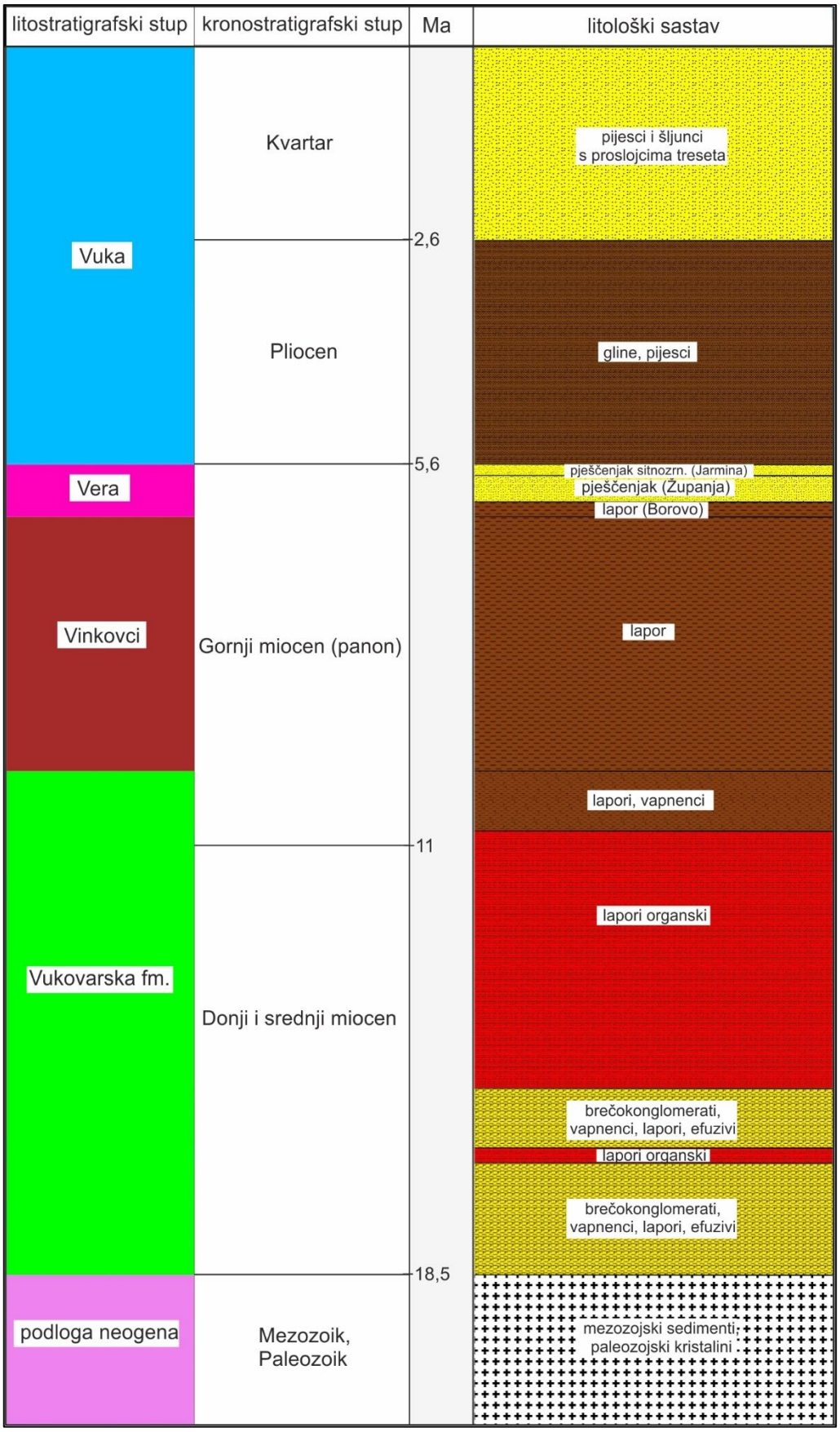
Slika 5-5. „Fault framework modeling“. Određivanje odnosa između rasjeda i veličine njihove ekstrapolacije.



Slika 5-6. Model rasjeda nakon optimizacije i uklanjanja problema otkrivenih dijagnostikom u "Quality control manager" alatu.

5.4 Izrada geološkog stupa

Stratigrafska podjela opisana u ovom i prethodnom poglavlju unesena je u dijaloški okvir za definiranje stratigrafskog stupa modela na temelju horizonata koji su modelirani unutar programa Petrel. Oni će se dalje koristiti za izradu tablice facijesa i naftnogeološkog modela. Stratigrafski stup napravljen je tako da se podudara s raspodjelom zona u jednostavnom 3D modelu. Donja granica stupa je radi praktičnosti postavljena na 35 milijuna godina, što naravno ne mora značiti da je tako, jer stijene podloge mogu biti i višestruko starije, no to nema krajnjeg učinka na rezultat modela jer nema definiranih matičnih stijena u tom intervalu. S obzirom da niže jedinice litostratigrafskog sustava nisu definirane za svaku od formacija, načinjena je podjela u zone prema litološkom sastavu opisanom u Hernitz (1983). Nakon kreiranja stratigrafskog stupa, svakoj od jedinica pridružen je litološki sastav prikazan na litološkom stupu (Slika 5-7).

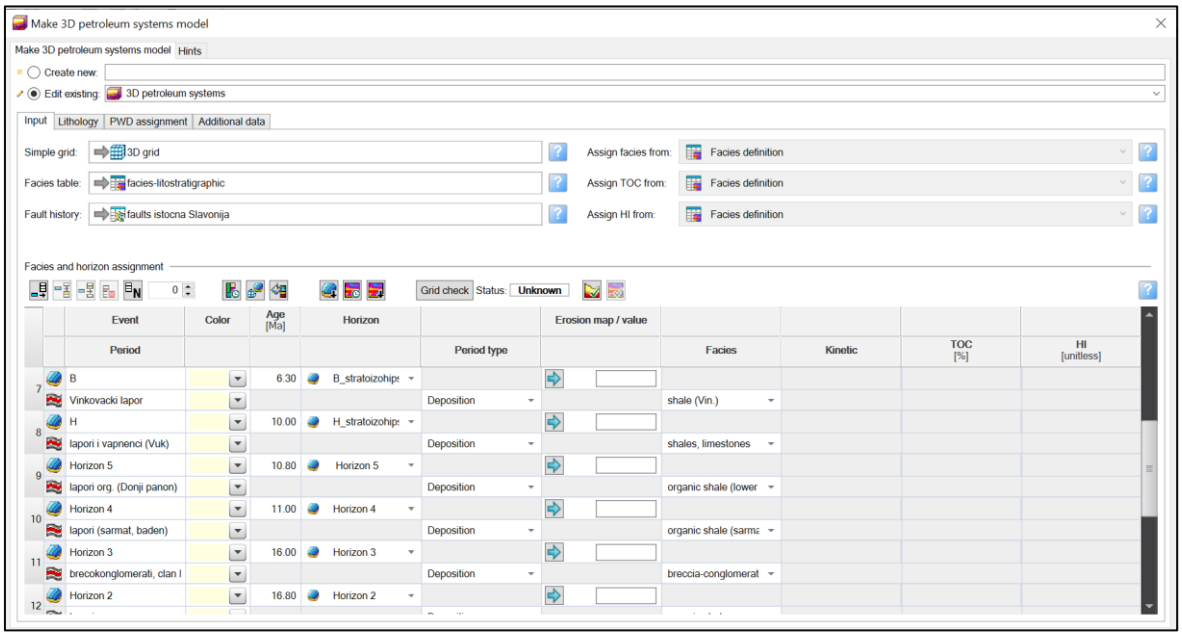


Slika 5-7. Geološki stup s prikazom litostratigrafskog stupa, kronostratigrafskog stupa, apsolutne geološke starosti i litološkog sastava.

5.5 Definiranje facijesa i izrada 3D naftnogeološkog modela

Zadnji set ulaznih podataka potreban za izradu naftnogeološkog modela je tablica facijesa. U toj tablici je svakoj od litostratigrafskih jedinica pridodan generalizirani litološki sastav iz Petrel-ove baze. S obzirom na kompleksnost pojedinih jedinica ovakva definicija nije dovoljna, pa je litološki sastav bilo potrebno preciznije definirati u Petromod-u gdje je omogućeno kreiranje kompleksnih (mješovitih) litoloških kategorija i ručna kontrola njihovih fizičkih parametara. Elementi naftnogeološkog sustava, zajedno s njihovim karakteristikama, isto su podešeni u Petromod-u.

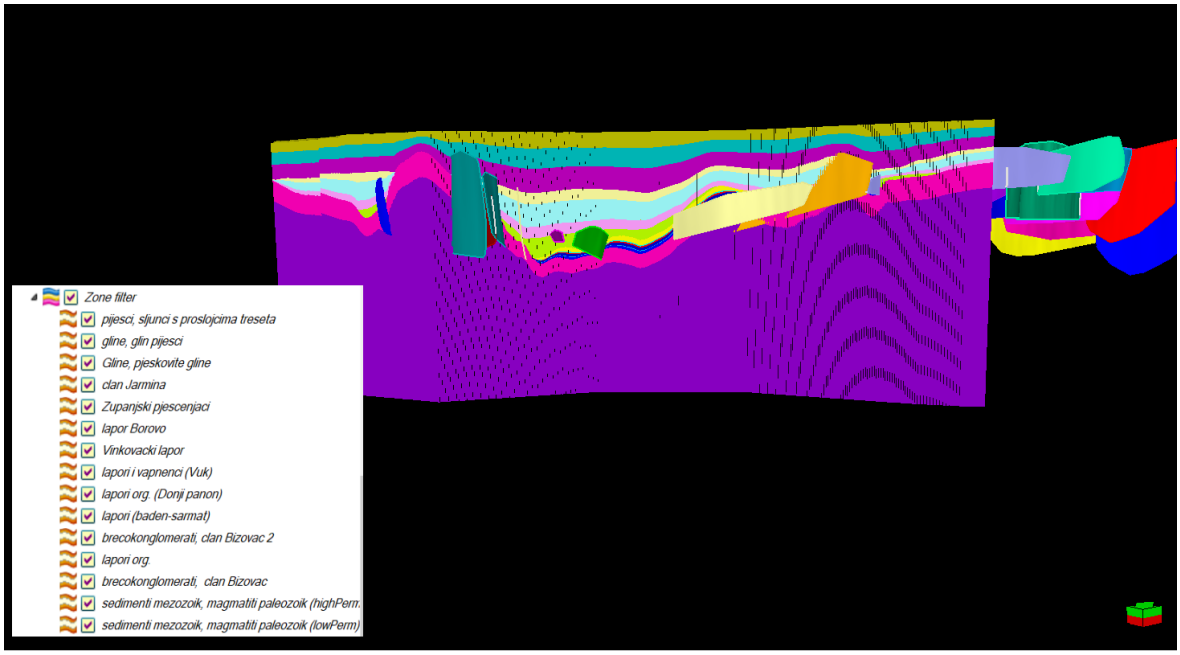
Završni korak rada u Petrel-u bio je alatom „*Make 3D Petroleum systems model*“ izraditi model koji obuhvaća i povezuje jednostavni model (engl. *3D simple grid*) sa stratigrafijom, rasjedima i facijesnim značajkama (Slika 5-8). Finalni rezultat je gotovo cjeloviti naftnogeološki 3D model (Slika 5-9).



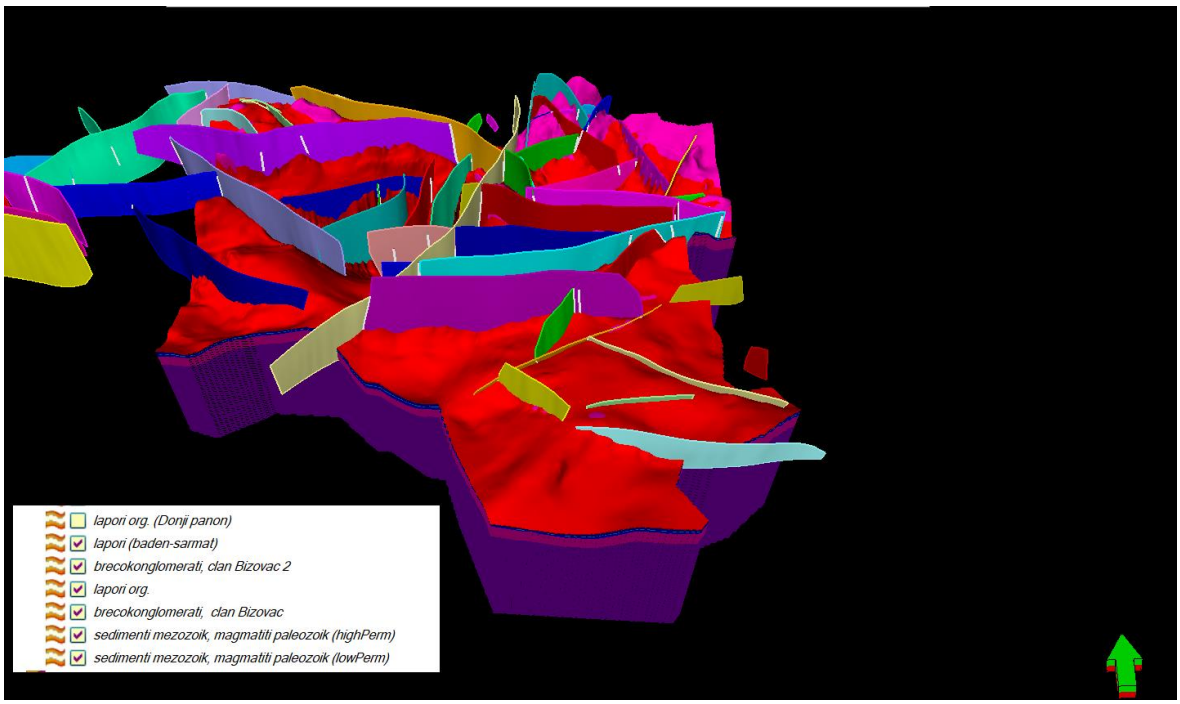
Slika 5-8. Dijaloški okvir alata za izradu 3D naftnogeološkog modela (eng. Make 3D petroleum systems model)

Provjera modela uključivala je provjeru pojedinih zona, horizonata i pozicija rasjeda. Već samim pogledom na površine horizonata lako se mogu uočiti strukture uzrokovane aktivnošću rasjeda pa je vrlo jednostavno provjeriti jesu li oni ispravno pozicionirani (Slika 5-10). Prema tome, optimiziranost i vjerodostojnost finalnog rezultata najviše ovisi o strukturnim kartama horizonata (markera), rasjedima i ostalim ulaznim podacima. S obzirom na značajnu tektonsku aktivnost i velik broj rasjeda regionalnog značaja, za očekivati je kako

su aktivnost rasjeda i njihova propusnost bili od velike važnosti za naftnogeološki razvoj istraživanog područja (Slika 5-10).



Slika 5-9. Prikaz naftnogeološkog 3D modela. Pogled sa sjevera



Slika 5-10. Naftnogeološki 3D model. Površina badensko-sarmatskih lapora.

6. REZULTATI ISTRAŽIVANJA MATIČNE MOĆI BADENSKIH I SARMATSKIH LAPORA

Analizirano je 7 uzoraka lapora s područja Slavonskog gorja, opisanih u prethodnom poglavlju. Rezultati su prikazani u Tablici 1.

Tablica 1. Rezultati analize ukupnog sadržaja ugljika organskog podrijetla (TOC) za 7 uzoraka lapora (žuta boja) i rezultati dobiveni Rock-eval pirolizom (plava boja).

Uzorak	**TC** [%]	**S** [%]	**TOC** [%]	**S_1** [mg HC/g]	**S_2** [mg HC/g]	**T_{max}** [°C]
PK203	7,59	0,62	1,13	0,03	2,35	430
PK204-G	9,61	0,76	1,71	0,07	7,64	431
PK209	12,62	0,80	4,99	0,27	26,13	413
PK212	11,95	0,65	6,04	0,72	29,47	419
PK217-B	11,42	0,82	6,30	0,62	30,16	419
PK217-C	8,87	2,30	5,53	0,48	27,18	420
PK217-D	16,40	3,02	14,26	2,20	90,69	410

Svi analizirani uzorci lapora imaju vrijednosti ukupnog organskog ugljika (TOC) veće od 1% prema čemu ih se može svrstati u kategoriju matičnih stijena, a njihov potencijal i kvalitetu potrebno je detaljnije analizirati. Ukupan udio ugljika (TC) predstavlja zbroj ukupnog ugljika anorganskog podrijetla (TIC) i ugljika organskog podrijetla (TOC). Uspoređujući rezultate TC i TOC može se zaključiti kako je udio anorganskog ugljika (TIC) u uzorcima mali, odnosno da uzorci ne sadrže velik udio karbonatne komponente, što bi se za preciznije zaključke svakako trebalo dodatno ispitati drugim kemijskim analizama usmjerenim na određivanje kemijskog sastava. Udio sumpora (S) također je određen uređajem za analizu TOC-a i on isto tako pokazuje razmjerno male do blago povišene vrijednosti u uzorcima PK217-C i PK217-D. Vrijednosti TOC-a značajno variraju u uzorcima (1,13 – 14,26%) i mogu se relativno dobro korelirati s razlikama u boji uzoraka, prikazanim u prethodnom poglavlju. Usprkos velikim lokalnim razlikama u sadržaju TOC-a, prosječne TOC vrijednosti badenskih i sarmatskih lapora su visoke i upućuju na značajan matični potencijal.

Podaci dobiveni Rock-eval analizom su: količina prisutnih ugljikovodika u uzorku koji su isparili pri temperaturi od 250°C (S_1), količina ugljikovodika nastalih termalnom razgradnjom kerogena na temperaturi do 460°C (S_2) i temperatura na kojoj se odvija maksimalno generiranje ugljikovodika (T_{max}). Nekim Rock-eval instrumentima moguće je

mjeriti i količinu CO_2 koja nastaje tijekom pirolize (S_3), a koja se kasnije koristi za računanje kisikovog indeksa. U ovom istraživanju zbog tehničkih ograničenja korištenog Rock-eval instrumenta nije bilo moguće mjeriti S_3. Usporedbom iznimno niskih vrijednosti S_1 i visokih vrijednosti S_2 može se doći do zaključka da je do sada vrlo malo ugljikovodika generirano iz analiziranih uzoraka. Ovaj odnos između već prisutnih (S_1) i generiranih ugljikovodika (S_2) naziva se proizvodni indeks (PI) i prikazan je u Tablici 2, a izračunat je pomoću formule $PI = \frac{S_1}{S_1+S_2}$. (6-1)

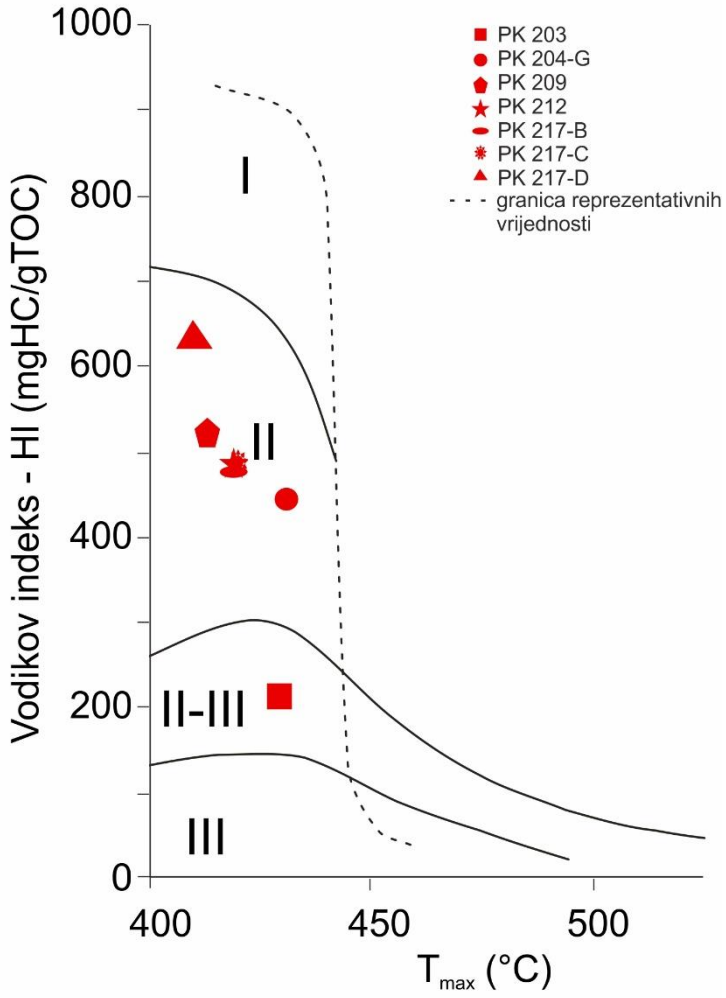
Vrijednosti T_{max} koriste se za ocjenu termalne zrelosti uzoraka. Rezultati T_{max} nalaze se u rasponu 410-430 °C, što implicira na prijelaz između nezrelog stadija i stadija ranog naftnog prozora. Termalna zrelost ovisi o temperaturi koja pak ovisi o dubini zalijeganja sedimenata. Prema tome, za ocjenu zrelosti matične stijene treba imati na umu tektonsku poziciju u kojoj se ona nalazi. Uzimajući u obzir dubinu zalijeganja istraživanih lapora na prostoru istočne Slavonije i prosječni geotermalni gradijent Slavonsko-srijemske depresije koji iznosi više od 5 °C/100 m (Jelić & Čubrić, 1995), pretpostavljeno je da zrelost badensko-sarmatskih lapora pada u naftni prozor, što će biti još dodatno analizirano bazenskim modeliranjem.

Vodikov indeks (HI) vrlo je važan parametar za ocjenu tipa kerogena i značajno utječe na kvalitetu i generativnu moć matične stijene kao i na tip ugljikovodika koji mogu biti generirani iz matične stijene. Vrijednosti vodikovog indeksa izračunate su prema formuli: $HI = \frac{S_2}{TOC} \times 100$. (6-2)

Vrijednosti vodikovog indeksa u rasponu 446-636 [mg HC/g TOC] upućuju na dobar do izrazito dobar potencijal za generiranje tekućih ugljikovodika, osim uzorka PK203 s vodikovim indeksom od 209 [mg HC/g TOC] čiji je potencijal nešto niži, što se može objasniti lokalnim razlikama koje su slične i kod opisanih vrijednosti TOC-a.

Tablica 2. Izračunate vrijednosti vodikovog indeksa (HI) i proizvodnog indeksa (PI).

Uzorak	**HI** [mg HC/g TOC]	**PI** [-]
PK203	209	0,01
PK204-G	446	0,01
PK209	524	0,01
PK212	488	0,02
PK217-B	478	0,02
PK217-C	491	0,02
PK217-D	636	0,02



Slika 6-1. Pseudo Van Krevelen dijagram za određivanje tipa kerogena (Espitalie et al, 1982). Tipovi kerogena označeni rimskim brojkama.

Za određivanje tipa kerogena često se koristi pseudo Van Krevelenov dijagram koji prikazuje vrijednosti vodikovog indeksa na y-osi i kisikovog indeksa na x-osi (Tissot &

Welte, 1978). S obzirom da kisikov indeks nije bilo moguće izmjeriti, u ovom slučaju će se koristiti jedna od varijacija pseudo Van Krevelenovog dijagrama (Espitalie et al, 1982) koja uz vodikov indeks koristi vrijednosti T_{max} (Slika 6-1). Svi istraživani uzorci, osim uzorka PK203, padaju u područje kerogena tipa II koji nastaje dominantno u morskim okolišima iz organske tvari s visokim udjelom lipida, a ima veliki potencijal za generaciju tekućih ugljikovodika (Tissot i dr., 1974; Waples, 1985). Uzorak PK203 na dijagramu pada u prijelazno područje kerogena, tipa II-III, što upućuje vjerojatno na manji udio lipida, a povišen udio organske tvari terestričnog podrijetla (Tissot i dr., 1974; Waples, 1985). Kao posljedica toga, ovaj uzorak ima manji potencijal za generiranje tekućih ugljikovodika. S obzirom na poprilično ujednačene rezultate većine uzoraka, može se pretpostaviti da su manje razlike ovisne o lokalnim varijacijama donosa organske tvari u taložni okoliš, kao i o njenom podrijetlu.

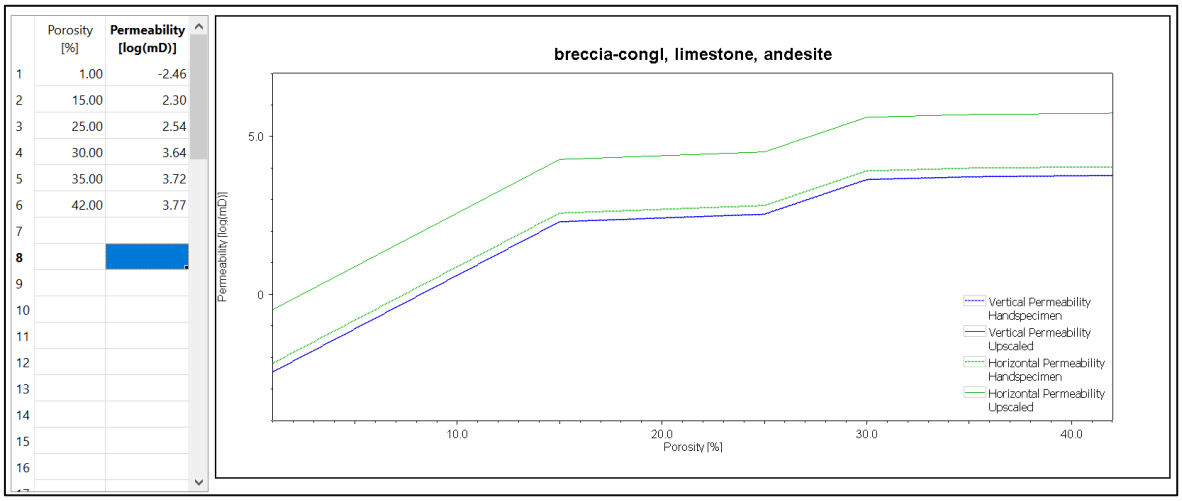
7. BAZENSKO MODELIRANJE

Za potrebe bazenskog modeliranja korišten je naftnogeološki 3D model, čija je izrada opisana u 5. poglavlju. Petrel nudi opciju jednostavnog izvoza modela u Petromod format. Osim samog modela, potrebno je odrediti ostale setove ulaznih podataka neophodne za simulaciju bazenskog modela. U ovom slučaju bilo je potrebno urediti i definirati litološke karakteristike, elemente naftnogeološkog sustava i pripadajuće parametre, postaviti granične i paleogeometrijske uvjete, te definirati aktivnost rasjeda.

7.1 Uređivanje litološkog sastava u Petromod-u

Osnovni paket litoloških sastava koji je zajednički za Petrel i Petromod softver nudi jednostavne oblike litoloških sastava koji ponekad nisu dovoljno precizni za opis kompleksnijih formacija i jedinica sastavljenih od više tipova stijena. Za precizniju definiciju litoloških karakteristika Petromod nudi alat za njihovo specificiranje (engl. *Lithologies editor*). Moguće je izraditi nove litološke sastave miješajući više vrsta postojećih sastava u željenim omjerima, a također je moguće i ručno promijeniti širok spektar njihovih fizičkih karakteristika. Prema tome, ukoliko se raspolaže kvalitetnim podacima o litološkim sastavima na istraživanom području, softver ne postavlja ograničenja u njihovom definiranju.

S obzirom na ranije opisanu kompleksnost i lokalnu promjenjivost sastava pojedinih jedinica (posebno onih taloženih u mlađem i srednjem miocenu), one su uređene tako da što vjerodostojnije definiraju njihova najvažnija petrofizikalna svojstva, a to su poroznost i propusnost (Slika 7-1). Ova svojstva također mogu lokalno značajno varirati, a što bi svakako trebalo imati na umu u slučaju izrade preciznijih modela lokalne građe u istočnoj Slavoniji.



Slika 7-1. Primjer odnosa poroznosti i propusnosti u novokreiranom litološkom sastavu pridruženom donjem miocenu.

7.2 Elementi naftnogeološkog sustava

Kreirane i podešene litološke sastave potrebno je pridružiti jedinicama unutar modela i zatim, u skladu sa pridruženim parametrima, odrediti elemente naftnogeološkog sustava, a to su matične, ležišne i izolatorske stijene. Ovi parametri, kao i brojne druge postavke za izradu bazenskog modela, postavljaju se u alatu „*PetroBuilder* 3D“. Posebno je važno ispravno definirati matične stijene, odnosno njihove parametre. TOC i vodikov indeks badenskih i sarmatskih lapora definirani su prema rezultatima istraživanja matičnog potencijala provedenog u sklopu rada, a za ostale matične intervale korištena je procjena iz dostupnih bušotinskih izvještaja. Osim ova dva parametra, potrebno je odabrati i kinetik (engl. *kinetic*) koji je definiran aktivacijskim krivuljama transformacije organske tvari. Kinetikom je definirana transformacija kerogena i izdvajanje ugljikovodika u odnosu na temperaturu, dubinu (tlak) i starost. Ova svojstva jedinstvena su za svaki stratigrafski interval pojedinog sedimentacijskog bazena, ali za Panonski bazen zasebni kinetik nije definiran pa je u ovom radu korišten „Tissot_in_Waples (1992)_TII_Crack“ kinetik

(Waples, 1992). Intervali ležišnih i izolatorskih stijena definirani su prema Hernitz (1983) i prema rezultatima iz dostupnih bušotinskih izvještaja (Slika 7-2).

Name	Color	Lithology Value	Kinetics	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
pijesak, sljunak, proslojci treseta (Vuka)4		sands, gravels, peat interlayers		Value	0.00		Value	0.00		
pijesak, sljunak, proslojci treseta (Vuka)3		sands, gravels, peat interlayers		Value	0.00		Value	0.00		
pijesak, sljunak, proslojci treseta (Vuka)2		sands, gravels, peat interlayers		Value	0.00		Value	0.00		
pijesak, sljunak, proslojci treseta (Vuka)1		sands, gravels, peat interlayers		Value	0.00		Value	0.00		
gline, glinoviti pijesci (Vuka)		shale, clay, sand		Value	0.00		Value	0.00		
gline i pijesci (Vuka)		shale, clay, sand		Value	0.00		Value	0.00		Seal Rock
pjescenjak (Jarmina)		sandstone, shale (Jar)		Value	0.00		Value	0.00		
pjescenjak (Zupanja)		sandstone (Zu)		Value	0.00		Value	0.00		Reservoir Rock
lapor (Borovo)		Shale (typical)_1		Value	0.00		Value	0.00		Seal Rock
Vinkovacki lapor		Shale (typical)_1	Tissot_in_Waples(1992)_TIII_Crack	Value	1.00		Value	200.00		Source Rock
brecokonglomearti, vapnenci, efuziv 2		breccia-congl, limestone, andesite		Value	0.00		Value	0.00		Reservoir Rock
organski lapor (donji-srednji miocen)		Shale (organic rich, 8% TOC)	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	Value	4.00		Value	400.00		Source Rock
lapori, vapnenci		shales and limestones		Value	0.00		Value	0.00		Seal Rock
organski lapor (donji panon)		Shale (organic rich, 8% TOC)	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	Value	4.00		Value	400.00		Source Rock
organski lapor (baden, sarmat)		Shale (organic rich, 8% TOC)	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	Value	5.00		Value	500.00		Source Rock
brecokonglomerati, vapnenci, efuziv (Bizovac)		breccia-congl, limestone, andesite		Value	0.00		Value	0.00		Reservoir Rock
magmatiti paleozoik, sedimenti mezozoik (highPerm)		igneous paleo, sediments mesozoic highPerm		Value	0.00		Value	0.00		Reservoir Rock
magmatiti paleozoik, sedimenti mezozoik (lowPerm)		igneous paleo, sediments mesozoic lowPerm		Value	0.00		Value	0.00		

Slika 7-2. Dijaloški okvir za definiciju facijesa i elemenata naftnogeološkog sustava.

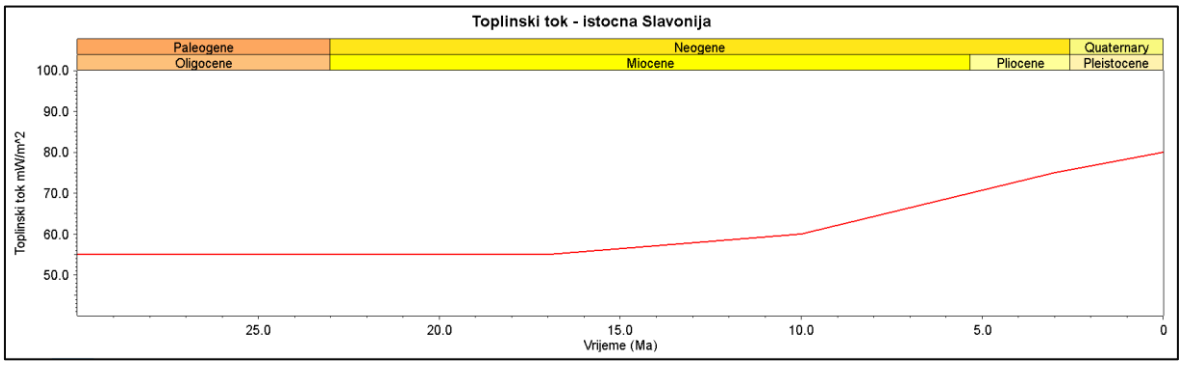
7.3 Granični uvjeti i paleogeometrija

Za izradu bazenskog modela potrebno je u alatu „*PetroBuilder* 3D“ definirati granične uvjete sedimentacijskog okoliša, a to su toplinski tok (engl. *Heat Flow*) i SWIT (engl. *Sediment Water Interface Temperature*). Osim graničnih uvjeta potrebno je definirati i paleogeometriju, odnosno razinu mora kroz geološku prošlost (engl. *Paleo Water Depth - PWD*).

Vrijednosti toplinskog toka za razdoblje od 3 milijuna godina do danas definirane su prema Lenkey i dr. (2002), dok je toplinski tok za starija razdoblja neogena i predneogena (Slika 7-3) preuzet iz Cvetković i dr. (2018). U svrhu što bolje optimizacije, model je simuliran više puta s različitim vrijednostima toplinskog toka, kako bi se utvrdio trend vrijednosti toplinskog toka koji daje najrealnije rezultate (Slika 7-4).

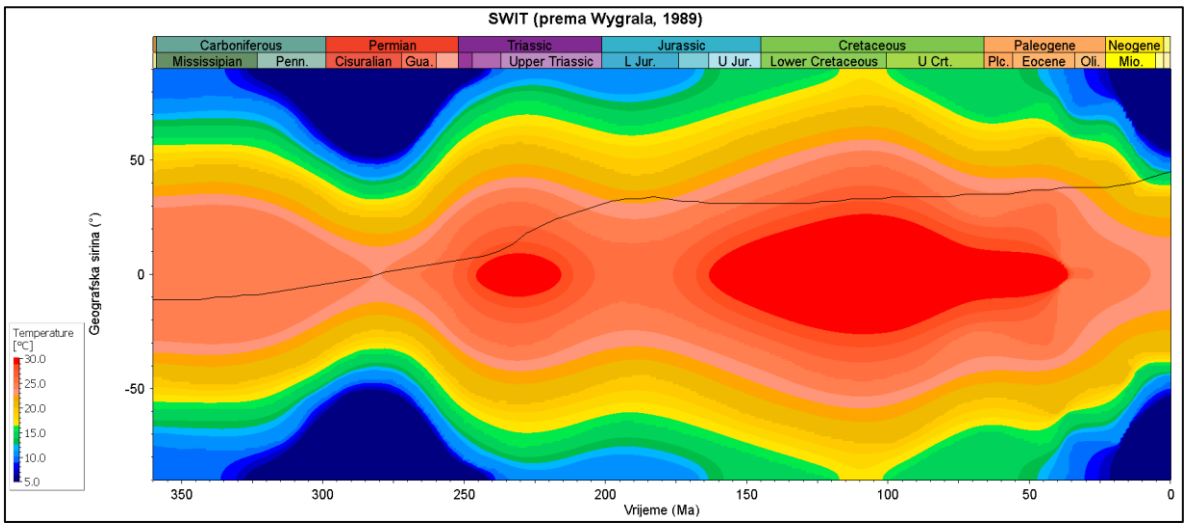
Age from [Ma]	Mode	Value [mW/m^2]	Map
0.20	Map		lenkey_HF - finalno
1.00	Map		lenkey_HF - finalno
3.00	Map		lenkey_HF - finalno
10.00	Value	60.00	
17.00	Value	55.00	
60.00	Value	55.00	

Slika 7-3. Ulazni podatci toplinskog toka za izradu jednog od finalnih modela.



Slika 7-4. Približan trend toplinskog toka korišten za simulaciju. Vrijednosti od 3 Ma do danas ovise o lokaciji, prema Lenkey i dr. (2002).

SWIT opisuje utjecaj temperature površinske vode ili mora na podzemlje. Njegove vrijednosti Petromod automatski unosi prema Wygrala (1989), nakon što se odabere regija i geografska širina istraživanog područja (Slika 7-5).



Slika 7-5. SWIT prema Wygrala (1989).

Vrijednosti dubine sedimentacijskog okoliša (PWD) kroz razdoblje neogena preuzete su iz rada Pavelić & Kovačić (2018) i postavljene su kao konstantne vrijednosti za cijeli model, jer detaljniji podaci nisu dostupni, što bi u slučaju izrade detaljnijih modela trebalo imati na umu (Tablica 3).

Tablica 3. PWD vrijednosti kroz razdoblje neogena. Prema Pavelić & Kovačić (2018).

Starost (Ma)	PWD (m)
2,60	20
3,40	20
4,50	20
5,00	200
5,60	330
5,75	350
6,10	400
6,30	450
7,90	500
10,00	250
11,00	100
11,60	20
12,80	100
14,00	250
15,00	100
18,50	20

7.4 Aktivnost rasjeda

Poznato je kako utjecaj rasjeda na migraciju i akumulaciju ugljikovodika može biti dvojakog karaktera. Aktivni rasjedi će vjerojatnije biti otvoreni (posebice normalni rasjedi) i na taj način otvoriti puteve migraciji ugljikovodika. Za neaktivne rasjede vjerojatnije je da će zbog ispunjenosti materijalom različitog podrijetla biti zatvoreni i na taj način predstavljati barijeru migraciji ugljikovodika, što za posljedicu može imati nastanak strukturnih zamki za nakupljanje ugljikovodika.

S obzirom na relativno velik broj rasjeda na istraživanom području, jasno je kako će odredba njihove propusnosti imati značajan utjecaj na nastanak i očuvanje ležišta ugljikovodika. Prema podacima o tektonskoj aktivnosti na području Panonskog bazena (Lučić i dr., 2001), pretpostavljeno je da je većina normalnih rasjeda zatvorena zadnjih 1 do 2 milijuna godina (Slika 7-6). Poradi jednostavnosti modeliranja, svim rasjedima na istraživanom području pridodane su iste karakteristike aktivnosti. Zbog direktnog utjecaja

ovog parametra na raspodjelu i očuvanje ležišta, izvršeno je nekoliko simulacija s različitim postavkama propusnosti rasjeda.

Name	-	Period	Age from [Ma]	Age to [Ma]	Type
R66		1	16.00	1.00	Open
R66		2	1.00	0.00	Closed
R11		1	16.00	1.00	Open
R11		2	1.00	0.00	Closed
R12		1	16.00	1.00	Open
R12		2	1.00	0.00	Closed
R13		1	16.00	1.00	Open
R13		2	1.00	0.00	Closed
R14		1	16.00	1.00	Open
R14		2	1.00	0.00	Closed

Slika 7-6. Određivanje propusnosti rasjeda.

7.5 Simulacija 1D i 3D bazenskog modela

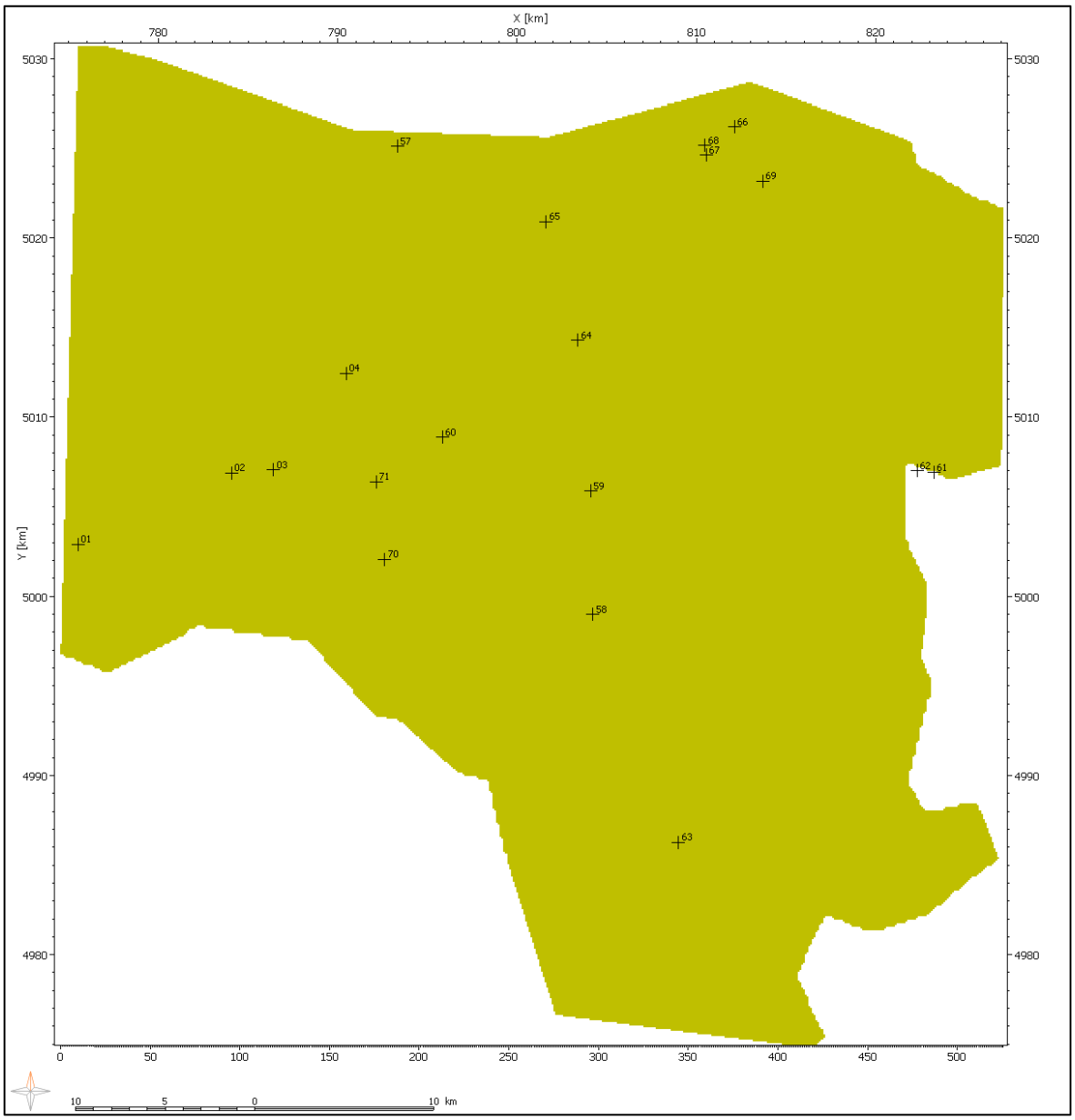
Za simulaciju modela koristi se „*Simulator*“, poseban alat unutar Petromod-a koji je dostupan za 1D, 2D i 3D simulacije. Simulacija jednodimenzionalnog modela najbrža je i najjednostavnija, a rezultat daje korisne podatke kao što su procjena temperature, zrelosti, stupnja termalne transformacije organske tvari, poroznosti itd. Kao ulazni podatci koriste se svi prethodno definirani parametri za bazensko modeliranje. Glavna prednost 1D simulacije je ta što se ona obično izvodi za jednu bušotinu u kojoj su izvedena određena mjerenja čiji rezultati mogu poslužiti za kontrolu i kalibraciju modela. Na taj način se vrlo brzo mogu uočiti i potom ispraviti moguće nepravilnosti nastale tijekom podešavanja graničnih uvjeta i ostalih parametara za izradu modela. Za kalibraciju se najčešće koriste podatci o mjerenoj temperaturi sloja i vitrinitnoj refleksiji. U ovom istraživanju za kalibraciju 1D modela korišteni su podaci o temperaturi sloja, dobiveni tijekom testa proizvodnje iz bušotine (engl. *drill stem test – DST*). Rezultati DST mjerenja dostupni su za desetak bušotina u istočnoj Slavoniji, a podaci o vitrinitnoj refleksiji nažalost nisu bili dostupni. Nakon simulacije 1D modela, rezultate je moguće odmah prikazati u simulatoru. Rezultati se mogu prikazati u obliku jednostavnih grafova (engl. *Time plots & Depth plots*) ili na jednodimenzionalnom prikazu razvoja podzemlja kroz geološku prošlost (engl. *Burial plots*).

Za trodimenzionalnu simulaciju unosi se cjeloviti model u 3D simulator. Moguće je odabrati između statičke i dinamičke simulacije. Statička simulacija dat će rezultate o termalnoj transformaciji organske tvari, zrelosti i fizičkim karakteristikama podzemlja, ali s obzirom da je u ovom istraživanju od velikog interesa procjena generiranja, migracije i akumulacije ugljikovodika, korištena je i dinamička simulacija. Razlučivost modela definirana je dimenzijama ćelija i u ovom slučaju korištena je razlučivost 100x100 metara. U postavkama migracije odabran je hibridni tip koji koristi Darcy-ev zakon za određivanje migracije u slabo propusnim stijenama i migraciju vođenu silom uzgona u visoko propusnim stijenama, a granicu između visoko i nisko propusnih stijena moguće je ručno postaviti. Nakon što su svi parametri podešeni i ako nema tehničkih pogrešaka, moguće je pokrenuti simulaciju modela. Po završetku simulacije, izlazni model otvara se u „*Viewer 3D*“, još jednom programskom alatu unutar Petromod softvera.

8. PRIKAZ I INTERPRETACIJA REZULTATA BAZENSKOG MODELIRANJA

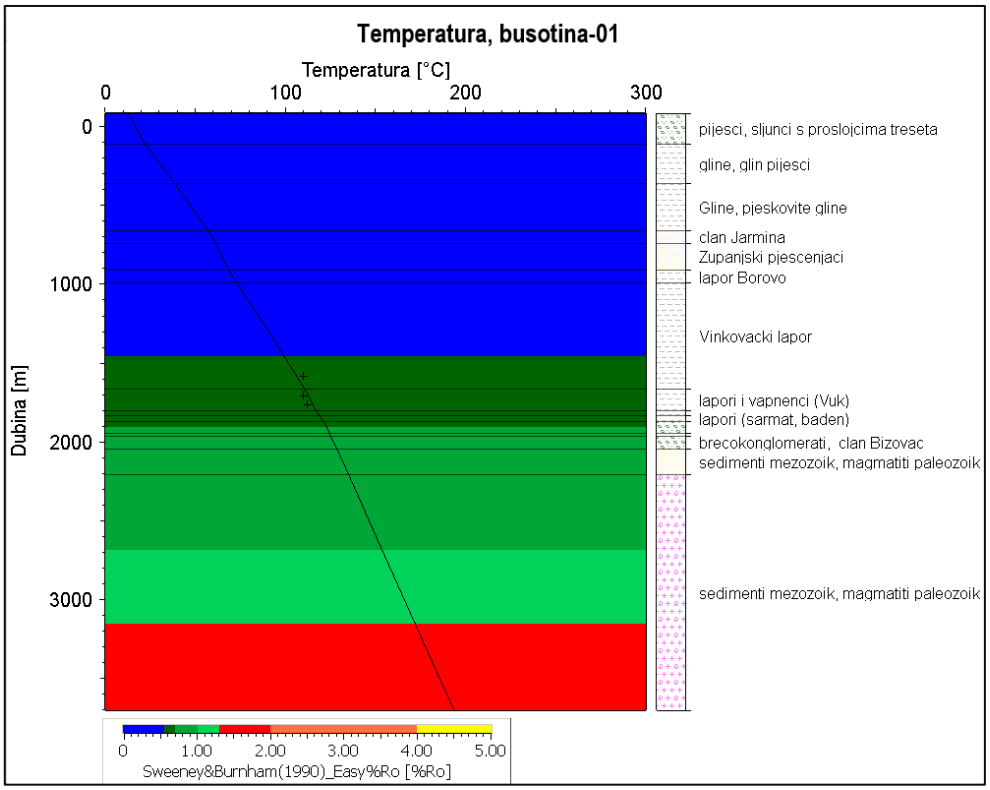
8.1 Jednodimenzionalni bazenski model

Kao početna točka za interpretaciju rezultata služit će jednodimenzionalni model koji zbog svoje jednostavnosti i brzine izrade omogućava lagano otkrivanje i uklanjanje eventualnih pogrešaka u ulaznim podatcima. Kao što je ranije navedeno, za kalibraciju jednodimenzionalnog modela korišteni su podatci o temperaturama mjerenim u bušotinama. Zbog obavezne zaštite bušotinskih podataka, u opisu modela neće se koristiti prava imena bušotina, pa je svakoj bušotini pridodan jedinstveni broj, a bušotine unutar eksploatacijskog polja nisu prikazane (Slika 8-1).

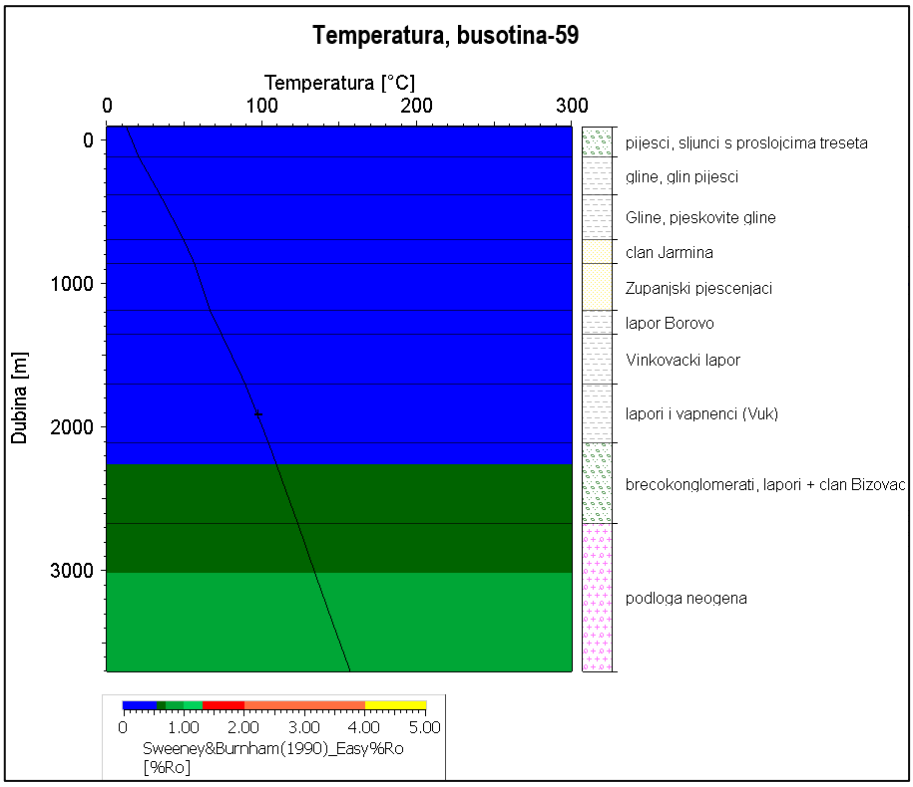


Slika 8-1. Prikaz bušotina na istraživanom prostoru. Bušotine su označene simbolom "+" i pripadajućim brojem.

Početni ulazni podatci o toplinskom toku rezultirali su modelom koji je za većinu bušotina imao niže temperature od onih iz podataka za kalibraciju. Vrijednosti toplinskog toka zatim su blago kalibrirane prema vrijednostima temperatura dobivenih iz DST mjerenja. Na **slici 8-2** prikazan je kalibrirani 1D model s predviđenim temperaturama i pripadajućom termalnom zrelosti (Sweeney & Burnham, 1990) u bušotini-01. Nakon kalibracije, crna krivulja, koja predviđa rast temperature s dubinom, dobro se korelira s mjerenim vrijednostima temperature. U usporedbi s istim prikazom za model kroz bušotinu-59 vidljivo je kako sedimenti donjeg i srednjeg miocena u bušotini-01 padaju u područje naftnog prozora (zelena boja), dok isti intervali obuhvaćeni bušotinom-59 imaju niske vrijednosti termalne zrelosti (Slika 8-3). Ipak je potrebno napomenuti kako ne postoje podatci za kalibraciju termalne zrelosti pa su ovo samo pretpostavke nastale kalibracijom temperature. Kada bi postojali podatci o vitrinitnoj refleksiji, mogli bi se donijeti sigurniji zaključci o termalnoj zrelosti pojedinih intervala. Stratigrafski stup prikazan s desne strane modela napravljen je prema kartama horizonata, o čemu direktno ovise i debljine pojedinih jedinica. 1D model izrađen je do apsolutne dubine koja iznosi 3700 metara iako je bušotina-01 duboka 3801 metar, a bušotina-59 duboka je 3059 metara.

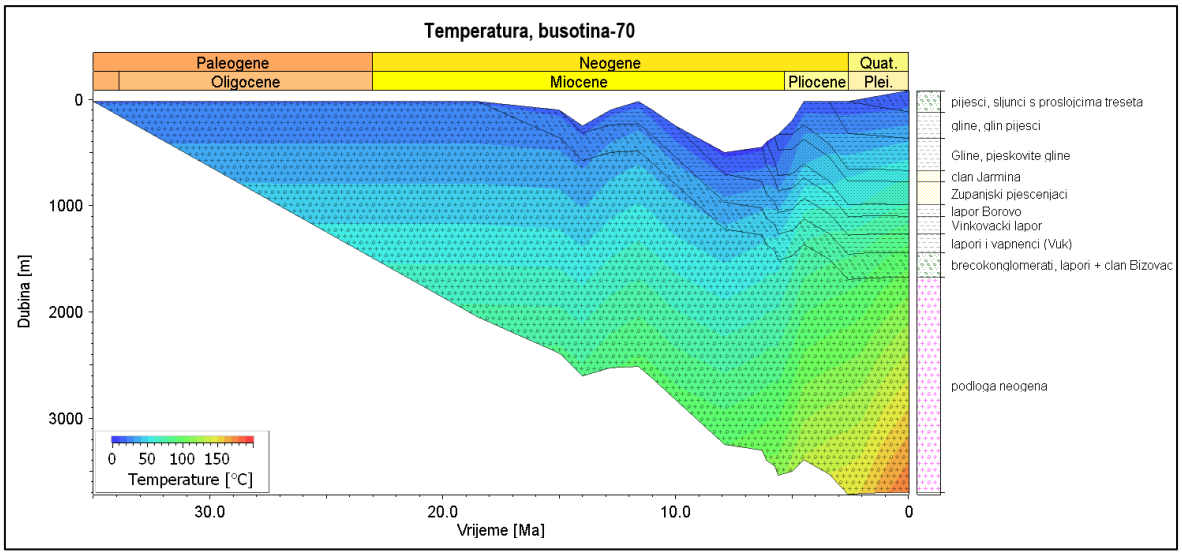


Slika 8-2. Kalibrirani 1D model temperature u bušotini-01 s prikazom termalne zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990). Konačna dubina bušotine-01 je 3801 metar. Temperature mjerene u bušotini označene su simbolom „+“.

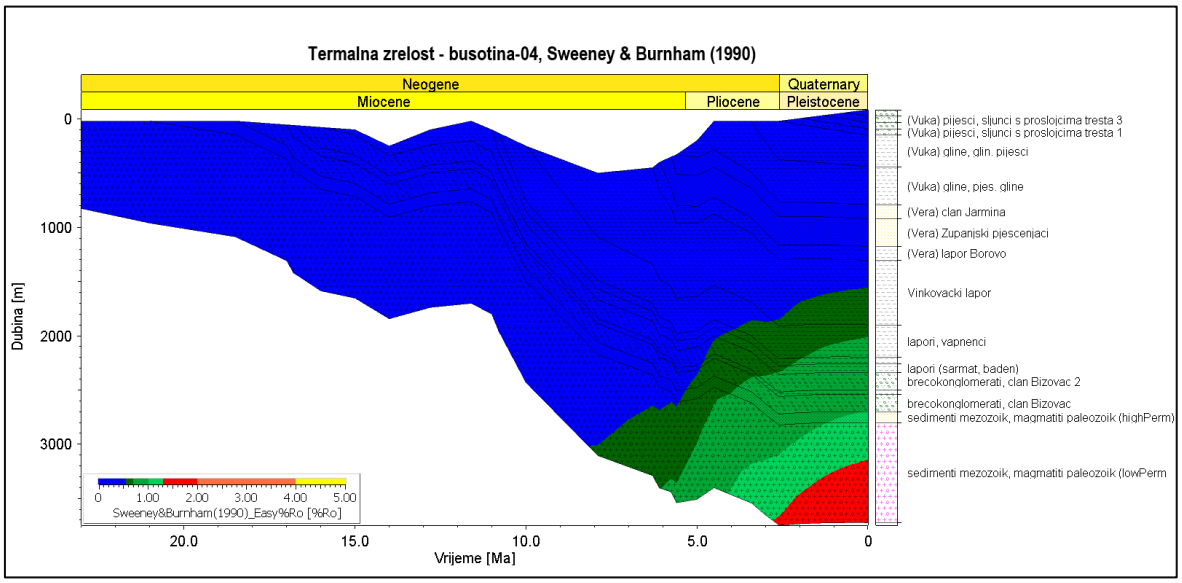


Slika 8-3. Kalibrirani 1D model temperature u bušotini-59 s prikazom termalne zrelosti prema Sweeney & Burnham (1990). Konačna dubina bušotine-59 je 3059 metara. Temperature mjerene u bušotini označene su simbolom „+“.

Dijagram zalijeganja za 1D model kroz bušotinu-70 prikazuje temperaturnu evoluciju zahvaćenog podzemlja kroz geološko vrijeme (Slika 8-4). Ovim dijagramom prikazano je više podataka nego standardnim grafovima pa se vidi predviđeni razvoj temperature u podzemlju, dubina zalijeganja i dubina sedimentacijskog okoliša (PWD) kroz vrijeme. PWD nije određen za predneogenska razdoblja, pa je taj dio na dijagramu zaravnjen. Na sličnom dijagramu prikazana je evolucija termalne zrelosti podzemlja obuhvaćenog bušotinom-04. Prema predviđenim vrijednostima vitrinitne refleksije, probušeni badenski i sarmatski lapori bogati organskom tvari nalaze se u naftnom prozoru (Slika 8-5).



Slika 8-4. 1D prikaz temperaturne evolucije podzemlja oko bušotine-70.



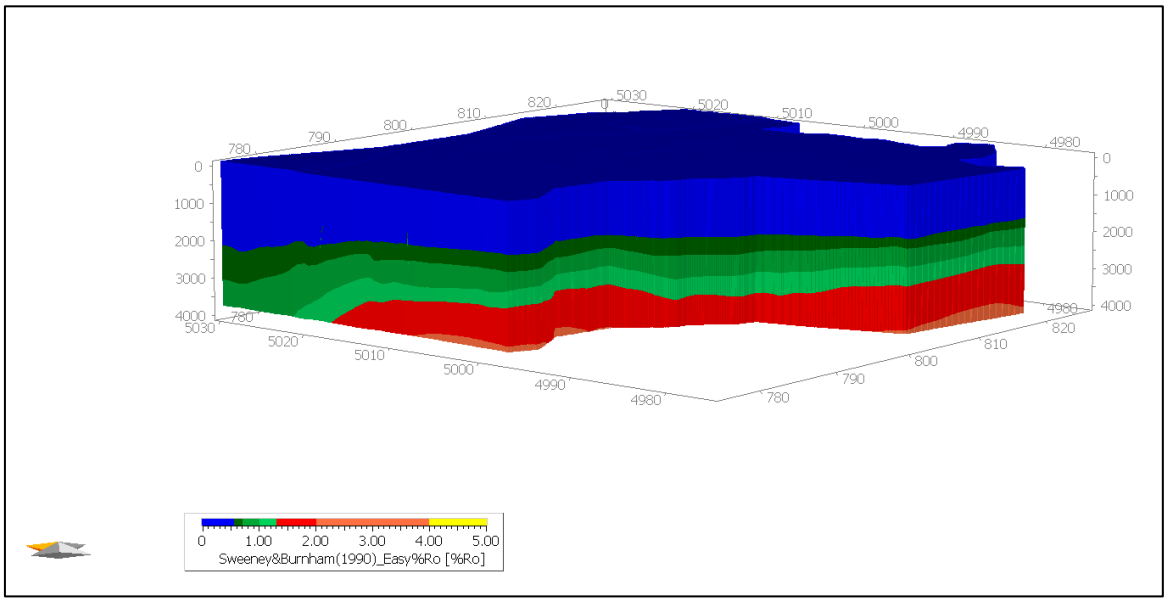
Slika 8-5. 1D prikaz razvoja termalne zrelosti podzemlja oko bušotine-04.

8.2 Trodimenzionalni bazenski model

Rezultati simulacije trodimenzionalnog modela prikazat će se, naravno, 3D prikazom izlaznog modela, te po potrebi 2D presjecima pojedinih dijelova i brojčanim rezultatima. Dvodimenzionalni prikaz je u obliku profila i omogućuje detaljan pogled u podzemlje bilo kojeg dijela modela.

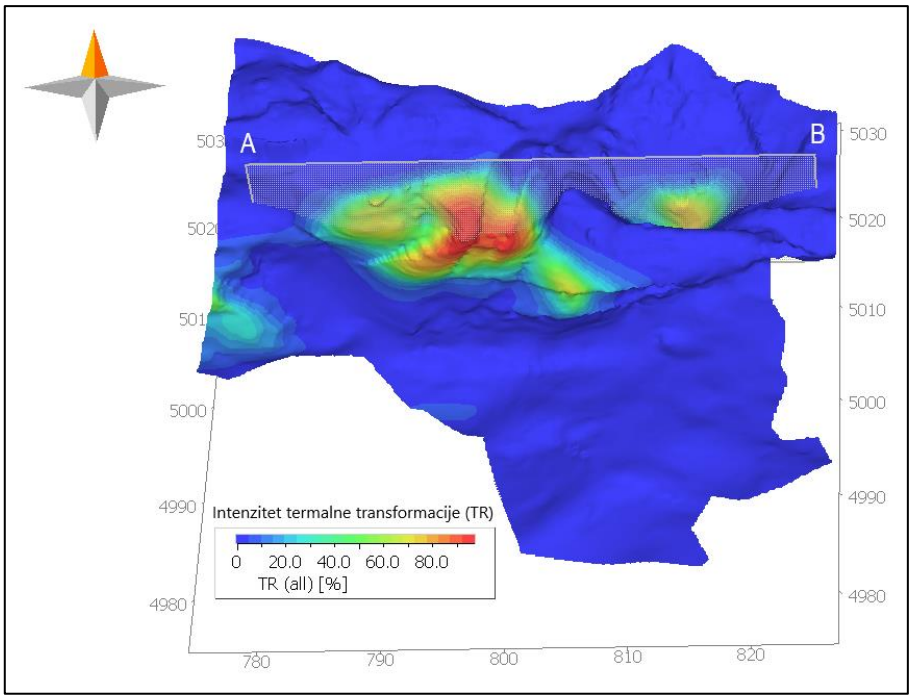
Koristeći razne vrste shematskog prikaza (engl. *overlays*) moguće je jednostavno prikazati neke od osnovnih rezultata izlaznog modela. Na **slici 8-6** prikazana je raspodjela zona različitog stupnja termalne zrelosti, na sličan način kao što je prikazano i za 1D model.

Vidljivo je prema rubnim dijelovima modela da uvjeti koji odgovaraju ranom naftnom prozoru obično ne započinju na dubinama manjim od 1500 metara, što znači da svi sedimenti koji se nalaze na manjoj dubini vjerojatno nisu mogli termički generirati ugljikovodike, neovisno o tome jesu li sedimenti bogati organskom tvari.



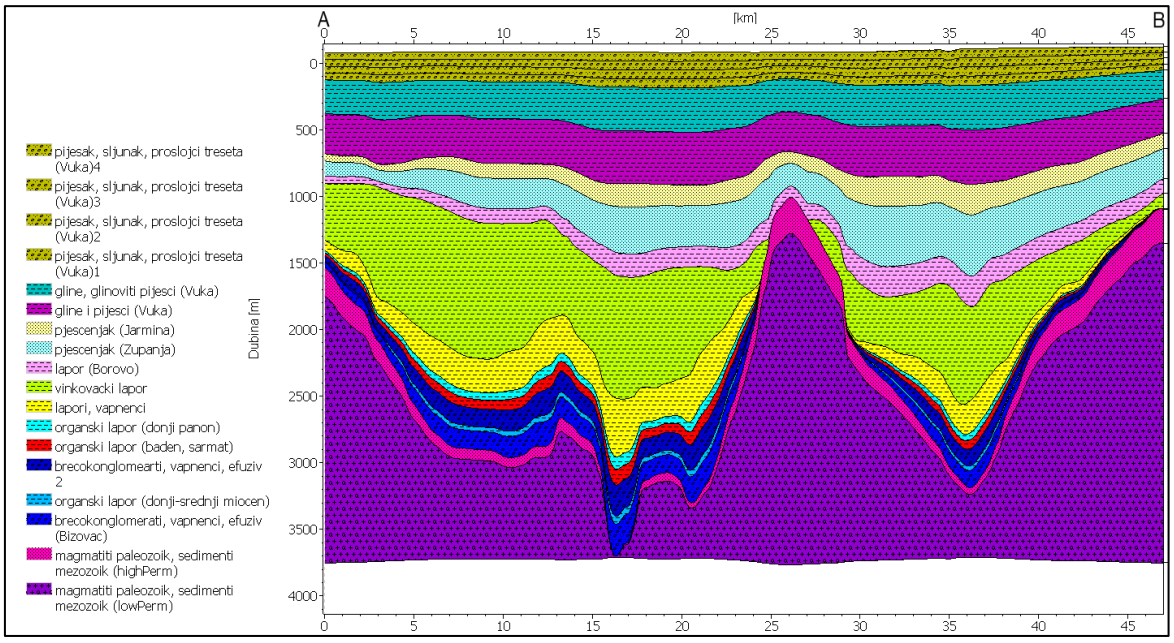
Slika 8-6. 3D prikaz termalne zrelosti na istraživanom području. Termalna zrelost procijenjena na temelju modela maturacije iz Sweeney & Burnham (1990).

Slično prikazu termalne zrelosti, moguće je prikazati stupanj transformacije organske tvari koji opisuje u kojem je postotku dostupna organska tvar doživjela transformaciju u ugljikovodike. Za očekivati je da će termalna transformacija u istraživanom dijelu bazena biti najizraženija u organskom tvari bogatim laporima koji su taloženi u najdubljim dijelovima istraživanog prostora za vrijeme starijeg i srednjeg miocena. Najdublji dijelovi depresije tijekom miocena bile su uleknine južno od Đakovačko-vinkovačkog i Vukovarskog ravnjaka koji predstavljaju paleomorfološka uzdignuća. Površina horizonta badensko-sarmatskih lapora pokazuje kako su lapori doživjeli termalnu transformaciju uglavnom samo u ovim paleomorfološkim udubinama, dok u ostalim dijelovima uvjeti temperature i tlaka nisu bili dovoljno visoki (Slika 8-7). Prema tome, može se pretpostaviti kako su ove dvije uleknine igrale značajnu ulogu u sazrijevanju i generiranju ugljikovodika na istraživanom prostoru.

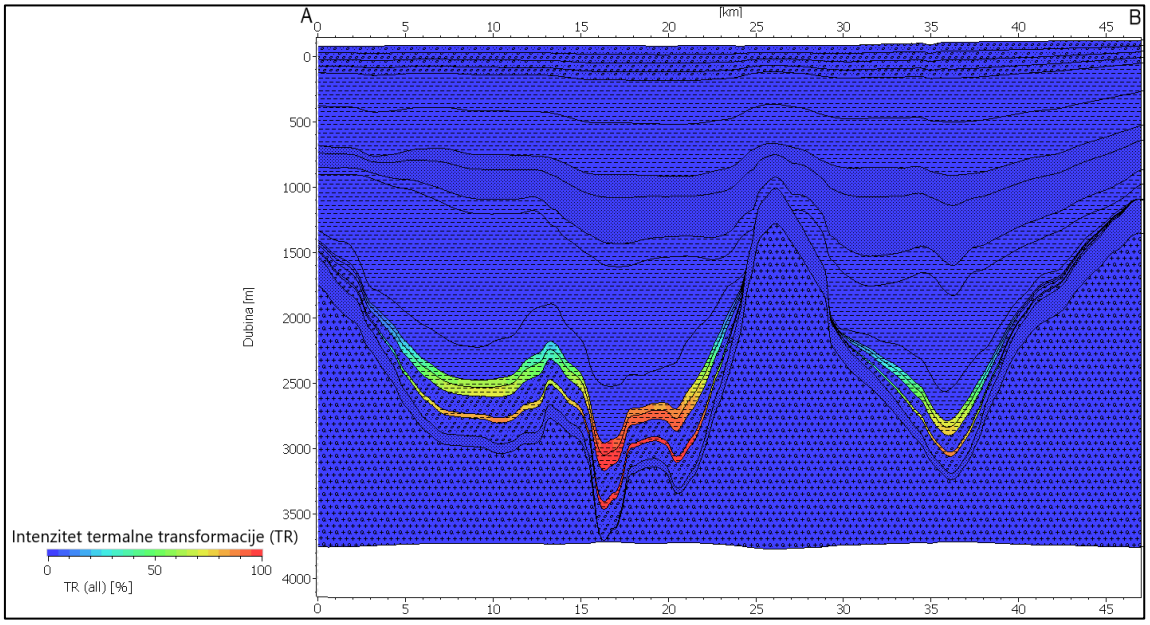


Slika 8-7. Površina badensko-sarmatskih organskih lapora s prikazom stupnja termalne transformacije. Sivom bojom označen je profil pružanja istok-zapad.

Profil s pružanjem zapad-istok koji je označen na **slici 8-7** izveden je i prikazan na **slici 8-8** gdje se vidi podzemna struktura i procijenjena debljina pojedinih jedinica. Moguće je opet uključiti prikaz termalne transformacije kako bi se izdvojili intervali s matičnim potencijalom (Slika 8-9). Glavni intervali matičnih stijena stratigrafski pripadaju badenu i sarmatu, te je jedan dio pretaložen u donjem panonu, a vidljivo je kako su sva tri intervala na prikazanom području doživjela termalnu transformaciju u intenzitetu koji raste s dubinom zalijeganja. Intenzitet termalne transformacije kao i termalna zrelost, direktno ovisi o vrijednostima toplinskog toka kroz geološku povijest. Iz tog razloga načinjeno je nekoliko modela s različitim vrijednostima toplinskog toka kroz zadnjih 3 milijuna godina kako bi se usporedili rezultati i odabrao najrealniji model. U prikazanom modelu vrijednosti toplinskog toka za razdoblje od zadnjih 3 milijuna godina preuzete su iz Lenkey i dr. (2002).



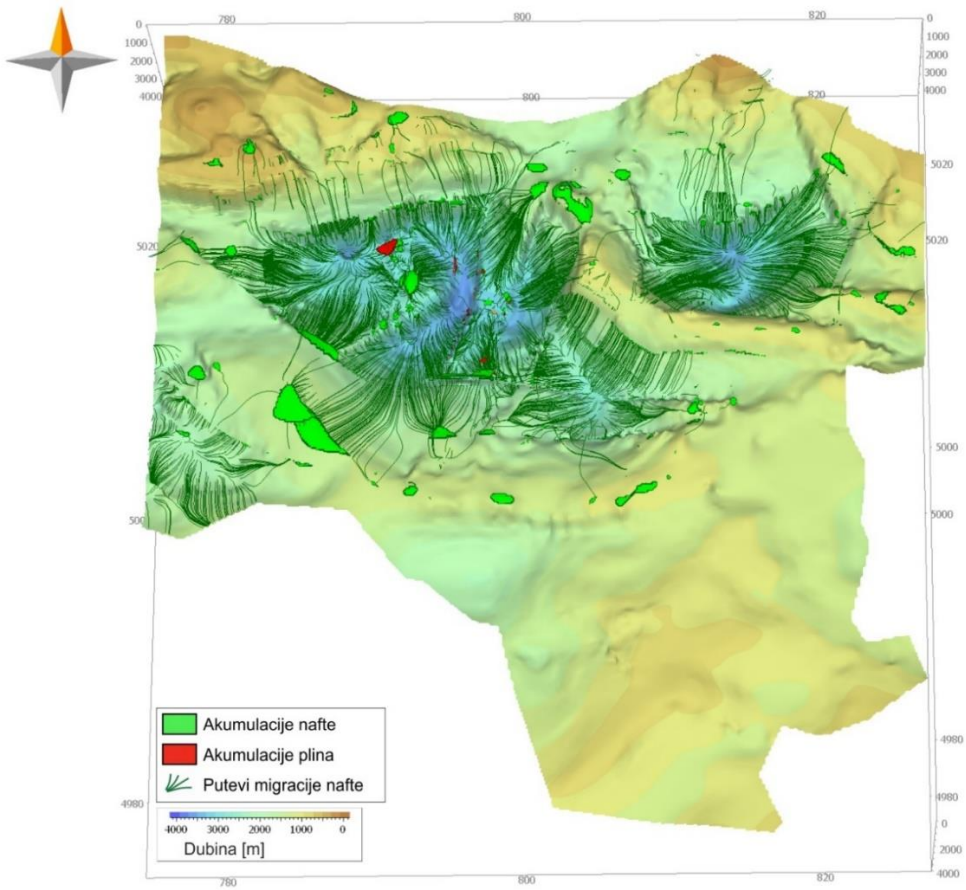
Slika 8-8. 2D profil pružanja zapad-istok izveden iz 3D modela. Lokacija profila prikazana na slici 8-7.



Slika 8-9. Prikaz intenziteta termalne transformacije matičnih stijena na 2D profilu s pružanjem istok-zapad. Lokacija profila prikazana je na slici 8-7.

Nakon interpretacije matičnih intervala te pripadajuće zrelosti i stupnja termalne transformacije, sljedeći koraci su prikazati i interpretirati migraciju ugljikovodika te nastanak i očuvanje ležišta. Glavnina migracije odvijala se radijalno iz dviju najistaknutijih depresija u bazenu (Slika 8-10). Kako bi se napunili intervali dobrih ležišnih karakteristika primarna migracija se morala odvijati i prema dolje, u smjeru stijena s povoljnim ležišnim

svojstvima, zato što su važne ležišne stijene u podini matičnih. Sekundarna migracija u propusnim stijenama radijalno se širila prema uzvišenjima, ali uglavnom završava u stijenama Vukovarske formacije, gdje se prema modelu nalaze najveće akumulacije. Iako su gornjim dijelovima stijena predneogenskog kompleksa pridodana vrlo dobra ležišna svojstva, iz nekog razloga nije bilo moguće dobiti veće akumulacije u ovom intervalu koji u stvarnosti ima značajne akumulacije u zamkama „buried hill“ tipa. Ovo je dokazano otkrićima baš takvih naftnih ležišta na 4 lokacije (Velić, 2007), pa je ovakav rezultat svakako jedan od nedostataka modela za koji je pokušavano pronaći rješenje, međutim model pretpostavlja akumulacije u slojevima ležišnih stijena u području gdje Vukovarska formacija isklinjava uz „burried hill“ strukturu i na taj su način kreirane vjerojatno nerealne stratigrafske zamke, umjesto punjenja glavnog uzdignuća predneogenskog kompleksa (Slika 8-11). U cilju uklanjanja ovog ograničenja pokušano je simulirati model s vrlo visokim vrijednostima propusnosti obuhvaćenih intervala, kao i s rasjedima otvorenima kroz cijelo vrijeme geološke prošlosti, međutim i dalje je rezultat bila vrlo mala akumulacija u „buried hill“ strukturi.

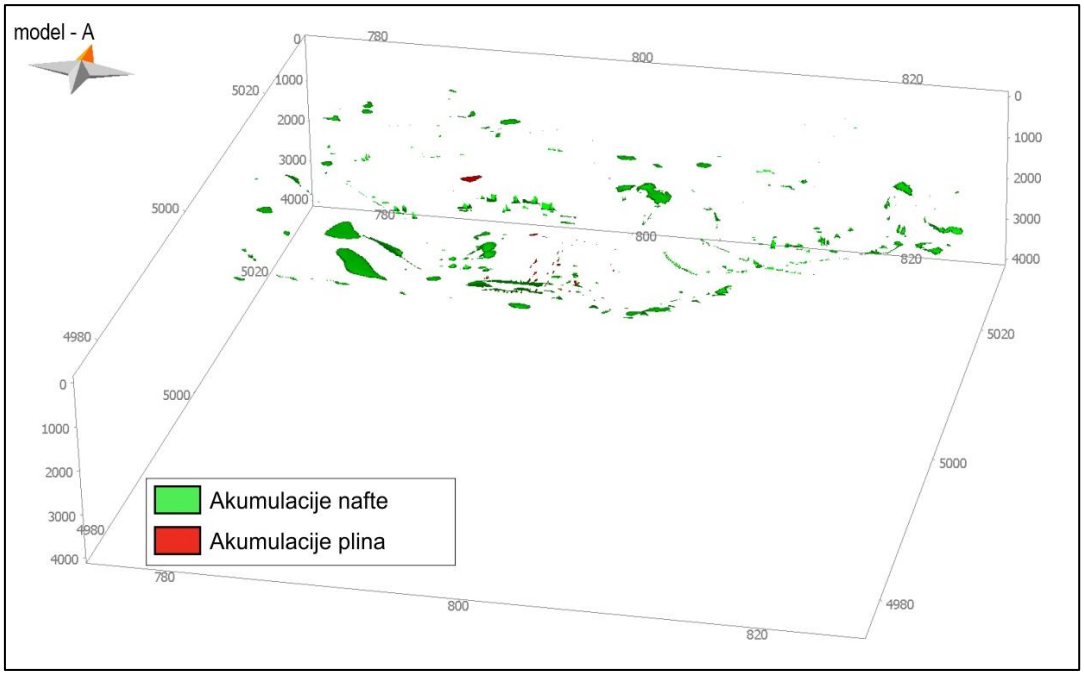


Slika 8-10. 3D prikaz puteva migracije ugljikovodika s uključenim prikazom površine podloge neogena.

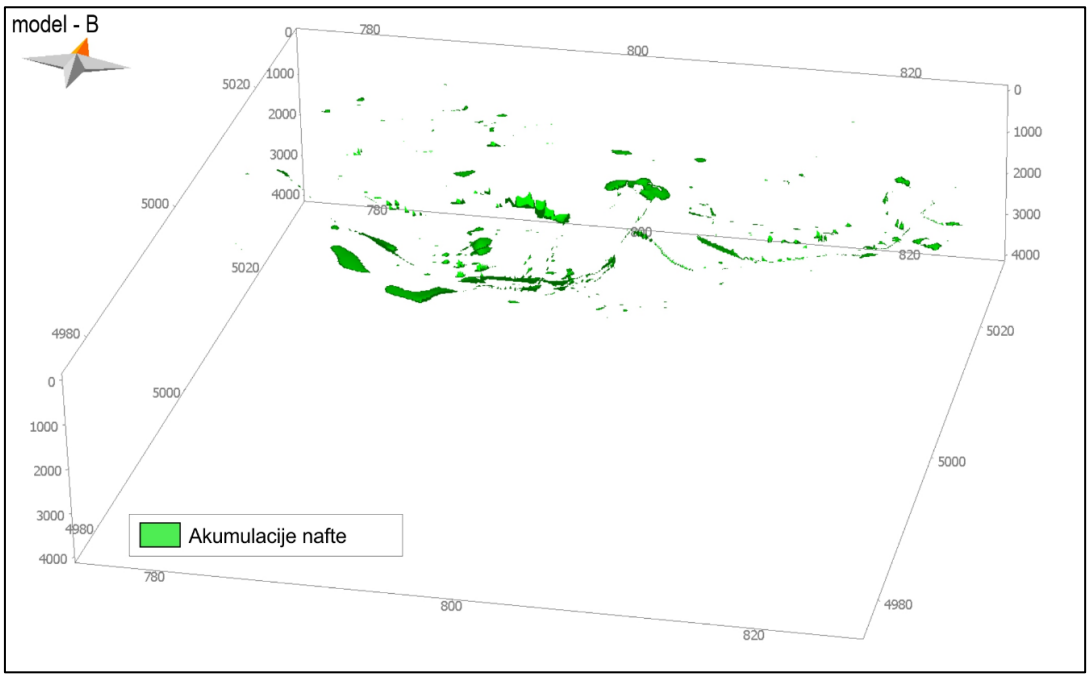
Slika 8-11. 2D prikaz „nerealne akumulacije“ u dijelu gdje vukovarska formacija isklinjava.

Uspoređujući rezultate akumulacije u dva modela s različitim vrijednostima toplinskog toka, vidljivo je da nema značajnih razlika u položaju najvećih akumulacija. Oba modela daju nekoliko velikih akumulacija nafte, većih od 20 milijuna kubnih metara (20 x 10^6 m^3) koje se uglavnom nalaze u sedimentima Vukovarske formacije u jugozapadnom dijelu istraživanog prostora. Model A s nešto višim, ranije opisanim, vrijednostima toplinskog toka (Lenkey i dr., 2002) osim naftnih akumulacija, daje i nekoliko manjih akumulacija plina (Slika 8-12). Postoje određene razlike u položaju i veličini manjih akumulacija, pa tako u modelu B ima manje akumuliranih ugljikovodika u stijenama podloge neogena, kao i u sedimentima gornjeg miocena (Slika 8-13). Vrijednosti toplinskog toka u modelu B su modificirane, tako da odgovaraju vrijednostima prema Lenkey i dr., (2002) za zadnjih milijun godina, a u starijim razdobljima su nešto niže, što je uzrokovalo kasniji početak generiranja ugljikovodika. Značajno generiranje ugljikovodika u modelu A krenulo je prije otprilike 3 milijuna godina, a u modelu B prije otprilike 2 milijuna godina s glavninom volumena generiranim u zadnjih milijun godina. Iz **Tablice 4** vidljivo je da model A prikazuje manji volumen tekućih ugljikovodika akumuliranih u ležištu, iako je ukupan volumen generiranih ugljikovodika značajno veći. Ovakav rezultat uzrokovan je upravo ranijim početkom generiranja ugljikovodika i karakteristikama rasjeda, za koje postavljeno da su bili aktivni odnosno otvoreni do 1 Ma, što je rezultiralo velikim gubitcima ugljikovodika koji tijekom migracije nisu naišli na zatvorenu strukturu pogodnu za

akumulaciju. Prema tome, jasno je da su vrijednosti toplinskog toka i postavke aktivnosti rasjeda predstavljale ključne faktore koji čine razliku u rezultatima bazenskog modeliranja istraživanog prostora.



Slika 8-12. 3D prikaz pretpostavljenih akumulacija ugljikovodika u modelu A, s vrijednostima toplinskog toka prema Lenkey i dr., (2002). Vrijednosti toplinskog toka prikazane na slici 7-3.



Slika 8-13. 3D prikaz pretpostavljenih akumulacija ugljikovodika u modelu B, s modificiranim vrijednostima toplinskog toka.

Tablica 4. Prikaz procijenjenih volumena generiranih ugljikovodika. Model A – vrijednosti toplinskog toka prema Lenkey i dr., (2002), prikazane na slici 7-3; model B – modificirane vrijednosti toplinskog toka. Volumeni iskazani u milijunima metara kubnih [10^6 m^3].

Model	Volumen generiranih ugljikovodika [10^6 m^3]		Volumen ugljikovodika u matičnoj stijeni [10^6 m^3]		Volumen ugljikovodika u ležištu [10^6 m^3]		Volumen izgubljenih ugljikovodika [10^6 m^3]	
	nafta	plin	nafta	plin	nafta	plin	nafta	plin
A	1607,2	12201,1	367,4	3024,5	155,0	1855,8	1084,8	7320,7
B	658,7	978,7	300,2	101,4	278,9	842,6	79,6	34,7

9. ZAKLJUČAK

Analizom matične moći badenskih i sarmatskih lapora utvrđene su visoke vrijednosti sadržaja ukupnog ugljika organskog podrijetla (1,13% - 14,26%) i visoke vrijednosti vodikovog indeksa (do 636 mg HC/g TOC) koje potvrđuju dobru matičnu moć za generiranje tekućih ugljikovodika. Također, mjerene vrijednosti T_{max} nalaze se u rasponu od 410°C do 430°C, što odgovara ranom naftnom prozoru za uzorke uzete s površine.

Rezultatima 1D modeliranja procijenjen je ulazak u rani naftni prozor na dubinama od 1500 metara do 2000 metara, ovisno o lokaciji. Za kalibraciju toplinskog toka nisu bili dostupni podaci o vitrinitnoj refleksiji koji bi olakšali kalibraciju i zaključke o termalnoj zrelosti, nego su korišteni samo podatci o mjerenim temperaturama sloja.

Trodimenzionalnim modeliranjem napravljeno je nekoliko modela s različitim ulaznim podacima o toplinskom toku, otvorenosti (aktivnosti) rasjeda i s manjim razlikama u parametrima matičnih stijena. Utvrđeno je da su vrijednosti toplinskog toka i definicija razdoblja aktivnosti rasjeda ključni faktori koji čine razliku u rezultatu dinamičkog modela. Glavnina ugljikovodika generirana je iz lapora srednjeg miocena prisutnih na prostoru dvaju izraženih paleo-depresija, odakle se migracije širila radijalno prema površini. U modelu A postavljene su nešto više vrijednosti toplinskog toka, stoga je generacija ugljikovodika započela ranije te se migracija odvijala u razdoblju kada su rasjedi postavljeni kao otvoreni, što je rezultiralo velikim gubitcima ugljikovodika. U modelu B s nižim vrijednostima toplinskog toka, volumen generiranih ugljikovodika je manji, ali je generiranje započelo kasnije kada su rasjedi postavljeni kao zatvoreni, što je rezultiralo manjim gubitcima i većim

volumenom ugljikovodika u ležištima. U oba modela položaji velikih ležišta ugljikovodika su slični te su volumeni nafte akumulirane u ležištima veći od 150 milijuna metara kubnih (150×10^6 m^3). Pregledom akumulacija može se zaključiti da dobar dio akumuliranih ugljikovodika pretpostavljeno pripada nerentabilnim ležištima.

Ovi modeli mogu poslužiti kao izvor podataka za buduća naftnogeološka istraživanja istočne Slavonije. Nedostatci modela na koje bi trebalo obratiti pažnju u slučaju detaljnijeg istraživanja su: lokalna rasprostranjenost i debljine pojedinih litostratigrafskih jedinica unutar formacija koje su u ovom radu grubo uprosječene iz stratigrafskog opisa prema Hernitz (1983), nedovoljno precizno definirane litološke karakteristike Vukovarske formacije, odnosi među rasjedima i precizna odredba njihove propusnosti, nedostatak rezultata mjerenja vitrinitne refleksije, te ograničenje modela pri modeliranju migracije ugljikovodika u najistaknutiju „buried hill“ strukturu.

Na ovako stvorenom modelu moglo bi se još raditi, ali nema smisla puno puta varirati ulazne vrijednosti prije nego se neki od gore navedenih nedostataka ne pokušaju ukloniti. To se prvenstveno može učiniti boljim definiranjem ulaznih vrijednosti o litološkom sastavu, zrelosti ili aktivnosti rasjeda. U svakom slučaju, oba modela indiciraju dodatnu naftnogeološku perspektivnost područja istraživanja tako da se može zaključiti da bi bilo vrijedno nastaviti investirati u istraživanja.

10. LITERATURA

BABIĆ, Ž., ČAKARUN, I., SOKAČ, A., MRAZ, V. (1978): O geologiji kvartarnih naslaga porječja rijeke Drave. -Geol. vjesnik 30/1, 43-61, Zagreb.

BATUŠIĆ, V., URBIHA, H. (1979): O primjeni podataka iz naftnih bušotina za pridobivanje termomineralnih voda u Vuka-formaciji pliocena na području Donjeg Miholjca. -Zbornik radova III god. naučnog skupa I sekcije ZSN JAZU (Novi Sad 1977), 2, 273-284, Zagreb.

BLAŠKOVIĆ, I., TIŠLJAR, J., DRAGIČEVIĆ, I., VELIĆ, J. (1984): Razvoj sedimentacijskih okoliša miocenskih naslaga na zapadnim obroncima Psunja (sjeverna Hrvatska). -Geol. vjesnik, 37, 11-32

BRKIĆ, M., GALOVIĆ, I., BUZALJKO, R. (1989): Osnovna geološka karta i Tumač za list Vinkovci 1:100 000. -Savezni geološki zavod, Beograd.

BOŠKOV-ŠTAJNER, Z., MARINOVIĆ, DJ. (1971): Stratigraphy of oil and gas fields in the territory of Yugoslavia. -Rap. 8th World Petroleum Congress, Moscow, -Nafta, 6, 524-532, Zagreb.

BOŠKOV-ŠTAJNER, Z., PLENIČAR, M., REŠČEC, T., RIJAVEC, L. (1968): Stratigraphic Units of the Southern Part of Pannonian Basin in the Territory of Yugoslavia. -Bull. Scient., Yugoslavia, (A), 13/3-4, 72-74, Zagreb.

BUZALJKO, R., VUJNOVIĆ, L., OLUJIĆ, J. (1985): Osnovna geološka karta i Tumač za list Brčko 1:100 000. -Savezni geološki zavod, Beograd.

CSATÓ, I. (1993): Neogene sequences in the Pannonian basin, Hungary. -Tectonophysics, 226, 377-400.

CVETKOVIĆ, M., EMANOVIĆ, I., STOPAR, A., SLAVINIĆ, P. (2018): Petroleum system modelling and assessment of the remaining hydrocarbon potential in the eastern part of Drava Depression. -Interpretation, 6, 1.

ČIČULIĆ-TRIFUNOVIĆ, M. & GALOVIĆ, I. (1985): Osnovna geološka karta i Tumač za list Bačka palanka 1:100 000. -Savezni geološki zavod, Beograd.

ESPITALIE, J., MARQUIS, J.F., BARONY, I. (1982): Geochemical logging. -Institut Francais du Petrole, 29.

FILJAK, R., PLETIKAPIĆ, Ž., NIKOLIĆ, D., AKSIN, V. (1969): Geology of the petroleum and natural gas from the Neogene complex and its basement in the southern parto f the Pannonian basin, Yugoslava. -Conference of the Institute of Petroleum and AAPG, 113-130, Brighton.

GOLUB, LJ. (1957): Bazalt-andezit kod Popovca u Baranji. -Geol. vjesnik, 10, 111-122, Zagreb.

HERNITZ, Z. (1983): Dubinski strukturno-tektonski odnosi u području istočne Slavonije. -Doktorska disertacija, Nafta, Zagreb, 221.

JAGAČIĆ, T. (1963): Stratigrafski, paleogeografski i tektonski odnosi istočnog dijela Slavonije na osnovu dubokih istražnih bušotina. -Geol. vjesnik, 15/2, 341-354, Zagreb.

JELIĆ, K., ČUBRIĆ, S. (1995): Geothermal resource potential of the Republic of Croatia. -Proocedings of the World Geothermal Congree, 87-91, Firenca, Italija.

KORITIĆ, J. (2004): Stupanj istraženosti u hrvatskom dijelu Panonskog bazena procijenjen na temelju gustoće istraživačkih radova. -Diplomski rad, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 38.

KRANJEC, V. (1969): Geološka građa šireg tuzlanskog područja. -Inst. za rud. i hem.-tehnol. istraživanja, 1-282, knj. priloga I-VI, Tuzla.

KRANJEC, V. (1972a): Subsurface structures in the Sava and Drava river depressions and their classification. -Bulletin scientifique, sec. A, 17/11-12, 362-364, Zagreb.

KRANJEC, V. (1972b): O utvrđivanju najnovijih tektonskih pokreta i njihovu naftno-geološkom značenju u savsko-dravskom području. -Nafta, 10, 463-474, Zagreb.

KRANJEC, V., HERNITZ, Z., PRELOGOVIĆ, E., BLAŠKOVIĆ, I. (1970): Dubinsko litofacijelno kartiranje područja istočne Slavonije i bosanske Posavine. -Zbornik radova Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta, 165-174, Zagreb.

KRANJEC, V., HERNITZ, Z., REŠČEC, T., VELIĆ, J. (1976a): O sarmatskim i starijim panonskim naslagama u Dravskoj potolini. -Geol. vjesnik, 29, 125-149, Zagreb.

KRANJEC, V., HERNITZ, Z., REŠČEC, T., VELIĆ, J. (1976b): Neki rezultati dubinskog kartiranja u Dravskoj potolini (Panonski bazen). -Nafta, 3, 123-141, Zagreb.

KRANJEC, V., HERNITZ, Z., VELIĆ, J. (1981): Domet i neke druge značajke novijih dubinskih kartiranja u savsko-dravskom području i jadranskom podmorju. -Bilten LMGK, 3, Jub. simp. „20 god. LMGK“ Rud.-geol. fak. Univ. u Beogradu, 105-117, Beograd.

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.

MALEZ, M. (1971): Kvartarogeološke karakteristike brodskog Posavlja. -Radovi centra za organizaciju naučno-istraživačkog rada u Vinkovcima, JAZU, 1, 373-383, Zagreb.

MITCHUM, R.M., Jr. (1977): Glossary of terms used in seismic stratigraphy. -U: PAYTON C.E. (ur.): Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. -AAPG Memoir 26, 205-212, Tulsa.

PAMIĆ, J. (1997): Vulkanske stijene Savsko-dravskog međuriječja i Baranje (Hrvatska). -Nafta, Posebno izd., 192.

PANDŽIĆ, J. (1976): Litofacijalne karakteristike miocenskih tvorevina na području istočne Slavonije i bosanske Posavine prema podacima iz dubokih istražnih bušotina. Magistarski rad, 1-56, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd.

PANDŽIĆ, J. (1979a): Litofacijalni odnosi miocenskih tvorevina istočne Slavonije i bosanske Posavine. Zbornik radova III god. naučnog skupa I sekcije ZSN JAZU (Novi Sad, 1977), 2, 383-402, Zagreb.

PANDŽIĆ, J. (1979b): Podloga tercijara jugozapadnog dijela Panonskog bazena. Zbornik radova IV god. znanstvenog skupa I sekcije ZSN JAZU (Stubičke toplice, 1978), 33-44, Zagreb.

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

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

RADIĆ, J., HRNČIĆ, LJ. (1979): Rezultati istraživanja i perspektive naftnoplinonosnosti Dravske potoline. -Zbornik radova III god. naučnog skupa I sekcije ZSN JAZU (Novi Sad 1977), 2, 333-350, Zagreb.

RÖGL, F. (1996): Stratigraphic correlation of the Paratethys Oligocene and Miocene. -Mitt. Ged. Geol. Bergbaustud. Österr., 41, 65-73.

SAFTIĆ, B., VELIĆ, J., SZTANO, O., JUHASZ, G. & IVKOVIĆ, Ž. (2003): Tertiary subsurface facies, source rocks and hydocarbon reservoirs in the SW part of the Panonian Basin (northern Croatia and south-western Hungary). -Geologica Croatica, 65/1, 101-122, Zagreb.

SOKLIĆ, I. (1965): Horizontalni i vertikalni pokreti tektonskih blokova kao uzrok ubiranja i rasjedanja u tercijaru sjeveroistočne Bosne. -Acta geologica, 5, Prirodoslovna istraž., 35, 157-169, Zagreb.

SOKLIĆ, I. (1972a): Osvrt na rezultate dosad objavljenih radova na istraživanju nafte u sjevernoj Bosni. -Nafta, 6, 241-254, Zagreb.

SOKLIĆ, I. (1972b): Ocjena geoloških uslova za pronalaženje ležišta nafte u sjevernoj Bosni. -Nafta, 8, 351-360, Zagreb.

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

ŠIMON, J. (1973a): O litostratigrafskom stupu tercijarnih naslaga u području istočne Slavonije. -Nafta, 3, 119-127, Zagreb.

ŠIMON, J. (1973b): O nekim rezultatima regionalne korelacije litostratigrafskih jedinica u jugozapadnom području Panonskog bazena. -Nafta, 12, 623-630, Zagreb.

ŠIMON, J., BATUŠIĆ, V. (1974): O litostratigrafskom stupu naftnog polja Beničanci. Zbornik radova I god. znanstvenog skupa I sekcije ZSN JAZU (Opatija 1973), 75-89, Zagreb.

ŠIMON, J. (1980): Prilog stratigrafiji u taložnom sustavu pješčanih rezervoara Sava-grupe naslaga mlađeg tercijara u Panonskom bazenu sjeverne Hrvatske. -Disertacija, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 66.

TAKŠIĆ, A. (1970): Geološka gradja Slavonije. -Zbornik radova I znanstvenog sabora Slavonije i Baranje, 127-153, Osijek.

TAKŠIĆ, A. (1976): Geologija Djakovštine. -Zbornik Djakovštine 1, Centar za znan. rad Vinkovci, Posebna izd. 3, 1-19, Zagreb.

TISSOT, B.P. & WELTE, D.H. (1978): Petroleum formation and occurence: a new approach to oil and gas exploration. -Springer-Verlag, Berlin, 538.

TISSOT, B.P., DURAND, B., ESPITALIE, J., COMBAZ, A. (1974): Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. -AAPG Bull., 58, 499-506.

URUMOVIĆ, K., HERNITZ, Z., ŠIMON, J. (1978): O kvartarnim naslagama istočne Posavine (SR Hrvatska). -Geol. vjesnik, 30, 297-308, Zagreb.

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

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

VUIĆ, I. (2015): Strukturni odnosi i potpovršinsko modeliranje šire okolice Vinkovaca kao rezultat digitalizacije regionalnih dubinskogeoloških karata. -Diplomski rad, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu, 37.

WAPLES, D.W. (1985): Geochemistry in Petroleum Exploration. -D. Reidel Publishing Company, Boston, 232.

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.

Neobjavljeni izvori:

INA-Naftaplin: Fond stručne dokumentacije o provedenim DST istraživanjima u dubokim bušotinama.

Web izvori:

https://www.google.com/maps/@45.2191395,18.9192892,10.78z, 5.3.2019.