Bazensko modeliranje područja kutinske sinklinale

Mitrić, Domagoj

Master's thesis / Diplomski rad

2020

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:169:435415

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-28**



Repository / Repozitorij:

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







SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO – GEOLOŠKO – NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij geologije

BAZENSKO MODELIRANJE PODRUČJA KUTINSKE SINKLINALE

Diplomski rad

Domagoj Mitrić

G364

Zagreb, 2020.

Prvenstveno se zahvaljujem svome mentoru, doc. dr. sc. Marku Cvetkoviću na iskazanom povjerenju, vodstvu, savjetima i ukazanoj pomoći prilikom izrade diplomskog rada.

Također, zahvaljujem Agenciji za ugljikovodike na ustupljenim podatcima za izradu ovog rada.

Thanks to the Schlumberger company which providedn Petrel and Petromod software without which the subsurface analysis in the Thesis could not have been made in such detail.

Na kraju se zahvaljujem svojoj obitelji, posebno roditeljima na bezuvjetnoj podršci, razumijevanju i strpljenju tijekom dosadašnjeg školovanja i studiranja.

Sveučilište u Zagrebu Diplomski rad

BAZENSKO MODELIRANJE PODRUČJA KUTINSKE SINKLINALE

DOMAGOJ MITRIĆ

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

Sažetak

Šire područje kutinske sinklinale je područje poznato po ležištima ugljikovodika i detaljno je istraženo. U svrhu daljnjih istraživanja napravljeno je bazensko modeliranje. Izrađen je 3D naftnogeološki model u software-u Petrel 2018. 1D i 3D bazensko modeliranje izvršeno je u software-u Petromod 2019.1. Cilj je odrediti generacijski potencijal matičnih stijena i utvrditi postoji li mogućnost pronalaska novih ležišta ugljikovodika na ovom području. Rezultati pokazuju kako se svi akumulirani ugljikovodici nalaze u dolomitiziranim pješčenjacima formacije Prkos zbog jednostavnosti modela te ovi rezultati mogu poslužiti za buduća detaljnija istraživanja.

Ključne riječi: Bazensko modeliranje, Dravska depresija, akumulacija ugljikovodika

Diplomski rad sadrži: 24 stranice, 18 slika, 4 tablice i 15 literaturnih navoda.

Jezik izvornika: hrvatski

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

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

Datum obrane: 11. prosinca 2020.

Rudarsko–geološko–naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

University of Zagreb Master's Thesis

BASIN MODELLING OF THE KUTINA SINCLINE AREA

DOMAGOJ MITRIĆ

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

Abstract

Wider area of Kutina sincline is known for its hydrocarbon reservoirs and it is explored at large. Basin modelling in this thesis is used for further exploration. 3D petroleum systems model is made in software Petrel 2018. 1D and 3D basin modelling is completed in software Petromod 2019.1. Aim is to determine source rock generation potential and understand if there is possibility to find new hydrocarbon reservoirs in this area. Results show that all accumulated hydrocarbons are found in dolomitised sandstones of Prkos formation because of simplicity of this model. These results can be used for further detailed exploration.

Key words: Basin modelling, Drava depression, hydrocarbon accumulation

Thesis contains: 24 pages, 18 pictures, 4 tables and 15 references.

Original language: Croatian

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

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

Date of defense: December 11th 2020

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

Sadržaj

1. UVOD 1
2. GEOLOŠKE KARAKTERISTIKE ISTRAŽIVANOG PODRUČJA 2
2.1. Sedimentacijski megaciklusi 5
2.1.1. Prvi sedimentacijski megaciklus 5
2.1.2. Drugi sedimentacijski megaciklus 5
2.1.3. Treći sedimentacijski megaciklus 6
3. METODE ISTRAŽIVANJA 7
3.1. Interpretacija seizmičkih profila i karotažnih dijagrama 7
3.2. Bazensko modeliranje 10
4. REZULTATI ISTAŽIVANJA 13
4.1. Strukturne karte 13
4.2. Rezultati bazenskog modeliranja 16
5. RASPRAVA I ZAKLJUČAK 22
6. LITERATURA 23

Popis slika

Slika 1 Geografski položaj istraživanog područja 2
Slika 2 Položaj depresija u Panonskom bazenskom sustavu (prema Royden i sur. 1983) 3
Slika 3 Stratigrafske jedinice u području Savske depresije (Cvetković, 2013) 4
Slika 4 Karta izopaha neogensko-kvartarne ispune (prema Saftić et al, 2003) 6
Slika 5 Prikaz seizmičkih profila i bušotina u programu Petrel 2019 8
Slika 6 Prikaz 3D naftnogeološkog modela izrađenog u programu Petrel 2019 10
Slika 7 Tablica facijesa i litologije 11
Slika 8 Strukturna karta po elektrokarotažnom reperu Tg 13
Slika 9 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru Rs7 14
Slika 10 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru Rs5 15
Slika 11 1D model s prikazom vrijednosti vitrinitne refleksije u bušotini A-6 i zrelosti iz Sweeney & Burnham, 1990 16
Slika 12 Dijagram zalijeganja u bušotini A-6 s „overlay-em“ Sweeney & Burnham, 1990 17
Slika 13 Cjeloviti model sa cjelinama izdvojenima prema stupnju termalne zrelosti, pri čemu je zrelost definirana vrijednostima vitrinitne refleksije (Sweeney and Burnham, 1990) 18
Slika 14 Facijes matičnih stijena izdvojen iz cjelovitog modela s naznačenim područjima različite termalne zrelosti prema vrijednosti vitrinitne refleksije (Sweeney & Burnham, 1990) 18
Slika 15 3D prikaz ležišta ugljikovodika nakon dovršene simulacije modela 20
Slika 16 3D prikaz kolektorskog facijesa (smeđe), ležišta ugljikovodika (zeleno) i položaj profila prikazanih sl. 17 i 18 20
Slika 18 Profil SZ-JI s „overlay-em“ Sweeney & Burnham, 1990 i ležištima ugljikovodika (svijetlozeleno) u badenskim dolomitiziranim pješčenjacima 21
Slika 17 Profil SI-JZ s „overlay-em“ Sweeney & Burnham, 1990 i ležištima ugljikovodika (svijetlozeleno) u badenskim dolomitiziranim pješčenjacima 21

Popis tablica

Tablica 1. Prikaz bušotina i vrijednosti dubina pojedinog elektrokarotažnog repera/markera 8
Tablica 2. Vrijednosti zakona brzina za bušotinu A-4 9
Tablica 3. Prikaz vrijednosti paleodubina sedimentacijskog okoliša 12
Tablica 4. Vrijednosti volumena ugljikovodika u neogenu 19

1. UVOD

Tema ovog diplomskog rada je procjena generacijske sposobnosti matičnih stijena u podzemlju na području kutinske sinklinale postupkom bazenskog modeliranja. Na temelju bušotinskih i seizmičkih podataka (8 bušotina i 10 seizmičkih profila) načinjene su strukturne karte po ključnim horizontima te nakon toga 3D geološki model. Naposlijetku, proveden je postupak bazenskog modeliranja. Bazenskim modeliranjem dobiveni su ukupni volumeni ugljikovodika na istraživanom području te je utvrđeno da na nekim mjestima mogu postojati ležišta ugljikovodika.

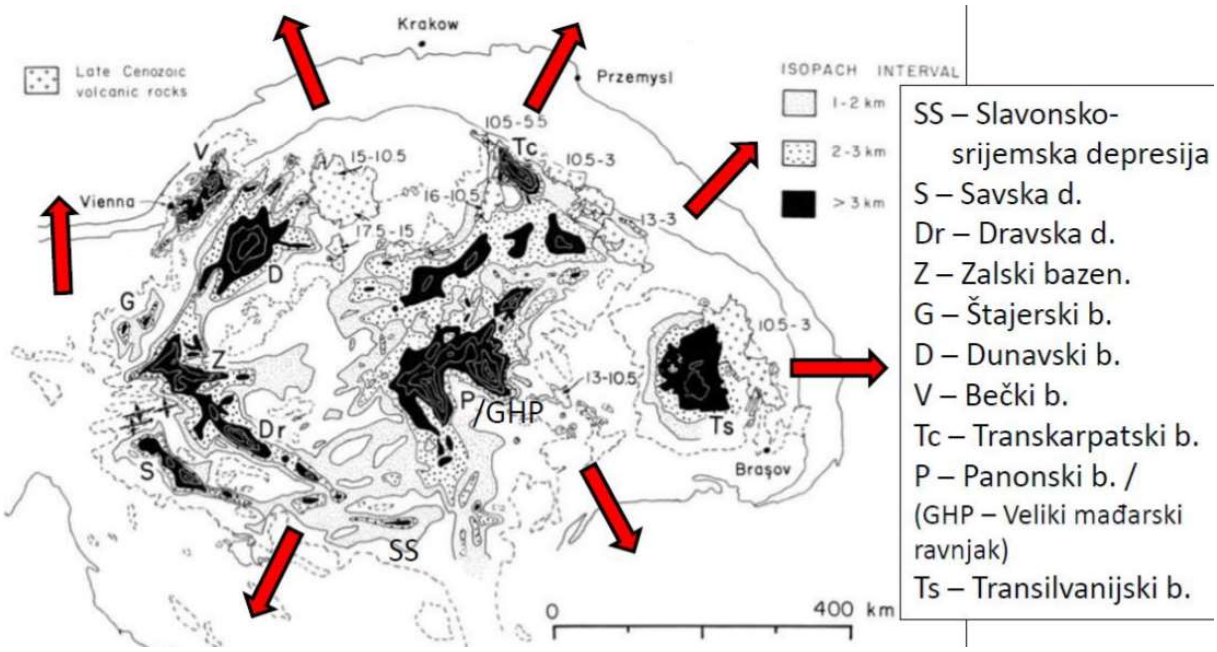
2. GEOLOŠKE KARAKTERISTIKE ISTRAŽIVANOG PODRUČJA

Istraživano područje nalazi se južno od grada Kutine te se proteže na 500 km^2. Grad Kutina nalazi se u neposrednoj blizini autoceste A3 Bregana-Lipovac (Slika 1). Nadmorske visine na ovom području kreću se od 98 – 149 m.n.m.. S južne strane grada nalazi se Lonjsko polje te rijeke Lonja i Sava, a s istočne strane nalazi se rijeka Ilova.



Slika 1 Geografski položaj istraživanog područja

Panonski bazenski sustav (PBS) na području Republike Hrvatske podijeljen je na 4 depresije: Slavonsko-srijemska, Dravska, Savska i Murska depresija (Filjak et al, 1969). Naslage u istraživanom području pripadaju Savskoj depresiji. Panonski bazenski sustav je područje između Europske ploče sa sjeverne strane, Mezijske ploče na istoku, Alpa sa zapadne strane te Dinarida sa južne (Slika 2). Panonski bazenski sustav spada u skupinu zalučnih bazena (engl. back-arc basins), čije je stvaranje započelo u otnangu podvlačenjem Euroazijske ploče pod Afričku ploču (Lučić et al, 2001). Njegov postanak vezan je uz alpsku orogenezu te podvlačenje Apulijske ploče pod Dinaride (Velić, 2007).



Slika 2 Položaj depresija u Panonskom bazenskom sustavu (prema Royden i sur. 1983)

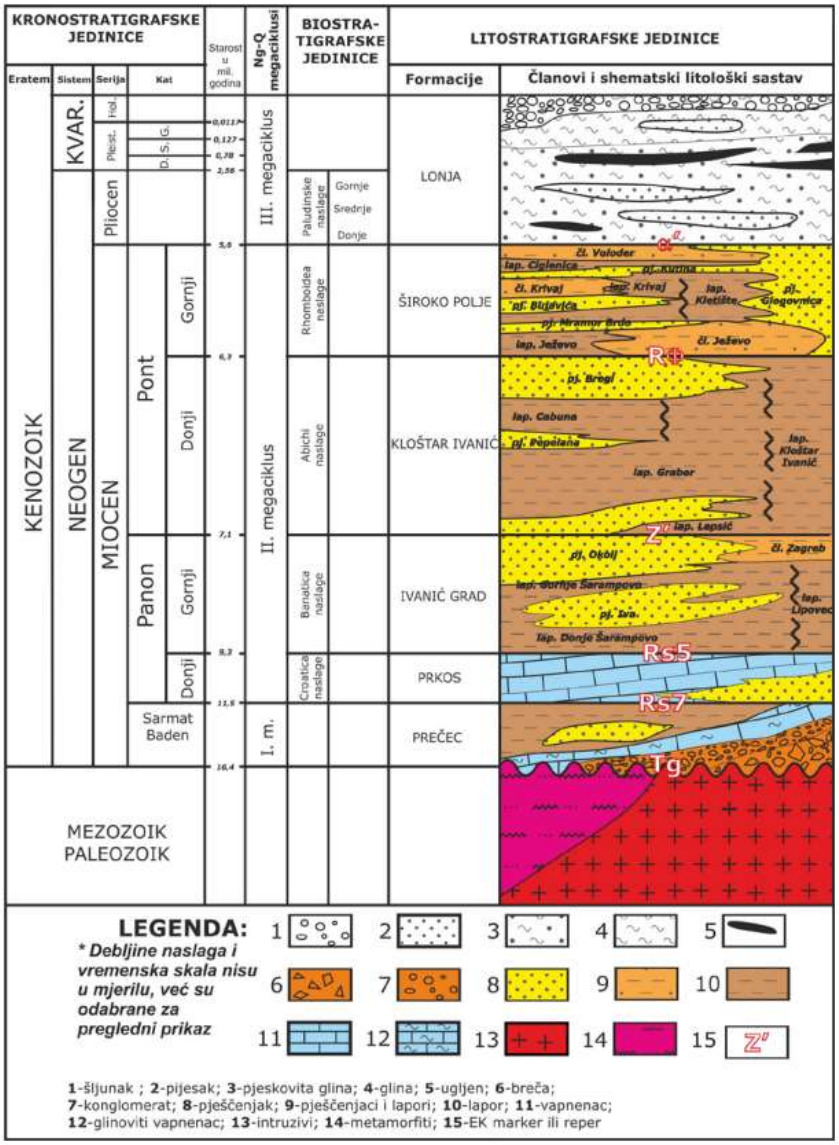
Najveći dio ispune Savske depresije čine neogensko – kvartarne naslage, pretežito pješčenjaci i lapori, a podlogu bazena različite stijene paleozojske i mezozojske starosti predstavljene karbonatima (vapnenci i dolomiti), magmatitima (kiseli do bazični intruzivi) te metamorfitima pretežito srednjeg stupnja metamorfizma u kojima može biti razvijena sekundarna poroznost (pukotinska) (Vrbanac i dr., 2008). Taložni okoliši na ovom području bili su jezerski, aluvijalni te turbiditni sustavi (Vrbanac i dr., 2010). Sukladno tomu mogu se naći gline, lapori, siltiti, konglomerati, breče i slojevi ugljena (Csató, 1993).

Raščlamba stijena u podzemlju bila je bazirana na litostratigrafskom sustavu jedinica. One podrazumijevaju prostorno ograničena „tijela“ stijena ili naslaga koje mogu biti stratificirane, ali ne moraju, a glavni čimbenik po kojem su utvrđene i svedene na jednu cijelinu je njiihov litološki sastav (Cvetković, 2013). Jedinica se može sastojati od sedimentnih, metamorfnih ili magmatskih stijena te njihovih kombinacija. Rangiranje litostratigrafskih jedinica od najniže prema najvišoj: sloj, član, formacija, grupa te supergrupa.

Ispuna Savske depresije podijeljena je na šest formacija unutar tri sedimentacijska megaciklusa. To su redom formacije Prečec, Prkos, Ivanić-Grad, Kloštar Ivanić, Široko Polje i Lonja. Formacija Prečec pripada prvom megaciklusu, formacije Prkos, Ivanić-Grad, Kloštar Ivanić i Široko Polje pripadaju drugom megaciklusu, a formacija Lonja pripada trećem megaciklusu. Granice formacije, a i nekih članova, utvrđene su prepoznavanjem markernih slojeva na elektrokarotažnim krivuljama, odnosno krivulji prividne otpornosti. Ti

markerni slojevi predstavljaju lapore debele nekoliko metara koji se bočno prostiru na desetke kilometara, te se mogu pratiti kao karakteristični ocrt na krivulji otpornosti (Vrbanac, 2003).

Sve granice formacije u Savskoj depresiji utvrđene su prepoznavanjem markernih slojeva na elektrokarotažnim krivuljama (Slika 3). Formacija Prečec odvojena je od formacije Prkos elektrokarotažnim markerom *Rs7*. Formacije Prkos i Ivanić-Grad odvojene su markerom *Rs5*. Nakon formacije Ivanić-Grad slijedi formacija Kloštar Ivanić između kojih se nalazi marker *Z′*. Između formacije Kloštar Ivanić i Široko polje nalazi se elektrokarotažni marker *R*φ. Zadnji elektrokarotažni marker je *a′* te on odvaja formaciju Široko Polje od najmlađe formacije Lonja.



Slika 3 Stratigrafske jedinice u području Savske depresije (Cvetković, 2013)

2.1. Sedimentacijski megaciklusi

Naslage negoena i kvartara na ovom području podijeljene su u tri sedimentacijska megaciklusa (Velić i dr., 2002). Prvi megaciklus odgovara vremenu starijeg i srednjeg miocena. Drugi megaciklus pripada vremenu mlađeg miocena, a treći megaciklus pripada pliocenu, pleistocenu i holocenu. Svaki megaciklus čine genetski i litološki različite jedinice nastale kao rezultat regionalnih promjena u tektonici, ali i značajki kao što su supsidencija, eustatske promjene itd. (Mitchum, 1977). Debljina naslaga istaloženih za vrijeme tri megaciklusa u Savskoj depresiji doseže i do 5000 m (Saftić et al, 2003; Cvetković et al., 2019) (Slika 4).

2.1.1. Prvi sedimentacijski megaciklus

Naslage taložene su za vrijeme prvog sedimentacijskog megaciklusa te odgovaraju otnangu, karpatu, badenu i sarmatu. Ovo razdoblje karakterizirano je ekstenzijskom tektonikom te predstavlja sinriftnu fazu razvoja bazena. Kopneni klastiti koji su taloženi za vrijeme otnanga mogu se naći u Dravskoj depresiji i na obroncima slavonskih planina (Papuk, Krndija, Psunj) te u zapadnom dijelu Savske depresije. Tijekom badena i sarmata taložene su breče, konglomerati, lapori, pješčenjaci, karbonati te mjestimično ugljeni. Osim heterogenosti stijenskog sastava pridružuju mogu se primjetiti velike i nagle promjene u debljinama: npr. u Savskoj depresiji na udaljenosti od 3 do 4 km debljina tih naslaga od svega nekoliko metara dostiže iznose i do 2000 m (Cvetković, 2013). Naslage taložene u ovom megaciklusu odgovaraju formaciji Prečec.

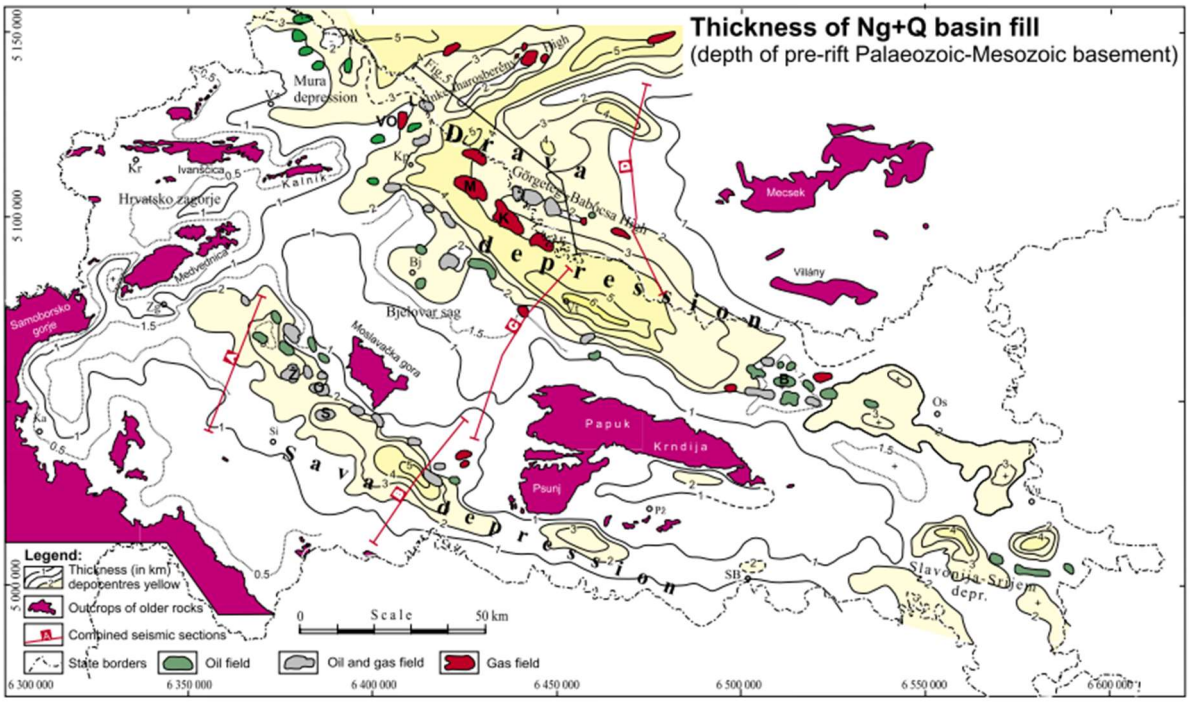
2.1.2. Drugi sedimentacijski megaciklus

Razdoblje drugog sedimentacijskog ciklusa pripada vremenu mlađeg miocena. U ovom razdoblju karakteristična je termalna supsidencija koja je uzrokovala povećanje taložnih bazena (Saftić et al, 2003). Taloženje se odvijalo pretežito turbiditnim strujama, deltnim i prodeltnim sustavima. Od naslaga prevladavaju jednolični slijedovi pješčenjaka i lapora (Cvetković, 2013). Debljina naslaga drugog sedimentacijskog megaciklusa doseže do 2500 m u Savskoj depresiji (Saftić et al., 2003). Za razliku od formacija Prečec i Prkos,

formacije Ivanić-Grad, Kloštar Ivanić i Široko polje su podijeljene u članove koji mogu biti pretežito pješčenjačkog, laporovitog ili miješanog sastava pa su prema tome dobili i svoja imena (Cvetković, 2013). Naslage drugog sedimentacijskog megaciklusa odgovaraju formacijama Prkos, Ivanić-Grad, Kloštar Ivanić te Široko Polje.

2.1.3. Treći sedimentacijski megaciklus

Naslage ovog megaciklusa odgovaraju vremenu pliocena, pleistocena i holocena (formacija Lonja) te se bitno razlikuju od naslaga iz prethodna dva megaciklusa. Taloženje se odvijalo u najnižim dijelovima depresije koji su bili ispunjeni jezerima ili močvarama kao ostatak Panonskog jezera (Saftić et al, 2003). U pliocenu prevladavaju pijesci, šljunci, gline te močvarni ugljeni (Cvetković, 2013). Kraj ciklusa označavaju šljunci, les i nekonsolidirane naslage. Najveća debljina naslaga u Savskoj depresiji doseže 1500 m (Saftić et al, 2003).



Slika 4 Karta izopaha neogensko-kvartarne ispune (prema Saftić et al, 2003)

3. METODE ISTRAŽIVANJA

U okviru ovog istraživanja korišteni su bušotinski i seizmički podatci ustupljeni od strane Agencije za ugljikovodike. Trodimenzionalni model istraživanog područja napravljen je u software-u *Petrel 2019*, a bazenska analiza modela u software-u *Petromod 2019.1*.

Petrel 2019 je software koji je proizvela tvrtka Schlumberger za olakšano i precizno rješavanje problema u okviru istraživanja potencijalnih rezervi ugljikovodika. U ovom je radu *Petrel 2019* poslužio za pozicioniranje bušotina, interpretaciju seizmičkih profila i karotažnih dijagrama, te stvaranje trodimenzionalnih geoloških modela.

Petromod 2019.1. je također software tvrtke Schlumberger za bazensko modeliranje. Koristi za za izračun generiranja, migracije i nakupljanja ugljikovodika. Moguće je provesti 1D, 2D i 3D modeliranje bazena. Za ovo istraživanje kao ulazni podatci u ovaj software je 3D model iz software-a Petrel, toplinski i paleo-toplinski tok (HF - *Heat flow*), paleogeometrija sedimentacijskog okoliša (*PWD – Paleo water depth*), utjecaj temperature površinske vode (SWIT – Sediment water interface temperature). Krajnji rezultat u ovom software-u bi trebao predstavljati današnje uvjete u tom dijelu depresije.

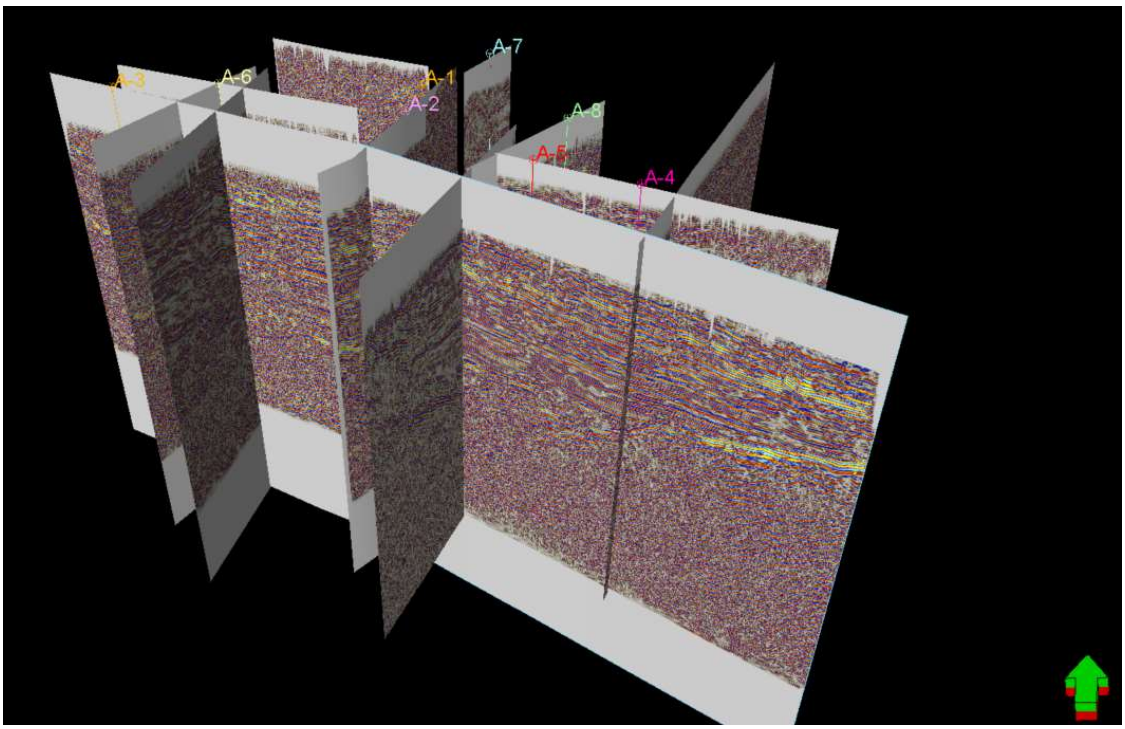
3.1 Interpretacija seizmičkih profila i karotažnih dijagrama

Interpretacija seizmičkih profila i karotažnih dijagrama, kao i izrada trodimenzionalnog modela izrađena je u software-u *Petrel 2019*. Na početku je u projekt uvedeno 8 bušotina, karotažni dijagrami za svaku od njih te seizmički profili (Slika 5). Bušotine je na početku trebalo smjestiti na pravi položaj s obzirom na visinu *„Kelly bushing-a“*. Kada su dovedene u stvarni položaj bilo je potrebno odrediti njihovu devijaciju i konačnu dubinu svake od tih bušotina. Potrebne informacije za određivanje nagiba bušotine dobivene su iz rezultata mjerenja orijentacije kanala bušotine ili iz karotaže dipmetra. Nakon toga bilo je potrebno odrediti položaj elektrokarotažnih markera na svakoj bušotini prikazanih u Tablici 1.

Tablica 1. Prikaz bušotina i vrijednosti dubina pojedinog elektrokarotažnog markera

Bušotina	Konačna dubina (m)	a'	*R*φ	Z'	Rs5	Rs7	Tg
A-1	3100	1298	2072	2595	-	-	-
A-2	3050	1431	2352	3071	-	-	-
A-3	2480	950	1812	2343	2438	2476	-
A-4	4150	1027	2096	2870	3639	3715	4135
A-5	3175	891	1703	2123	2402	2454	-
A-6	1236	1609	-	-	-	-	-
A-7	1500	155	612	657	816	898	1114
A-8	2000	961	-	-	-	-	-

U okviru ovog istraživanja korišteno je 10 seizmičkih profila u blizini bušotina. Sedam profila prostiru se generalno SI-JZ, dok ostala 3 se prostiru SZ-JI. Prije početka interpretacije profila bilo je potrebno napraviti zakon brzina za svaku bušotinu kako bi se mogli povezati bušotinski i seizmički podatci što je točnije moguće. Zbog nedostatka



Slika 5 Prikaz seizmičkih profila i bušotina u programu Petrel 2019

podataka brzine širenja seizmičkih valova unutar bušotine, zakon brzina od bušotine A-4 je primijenjen na sve bušotine (Tablica 2).

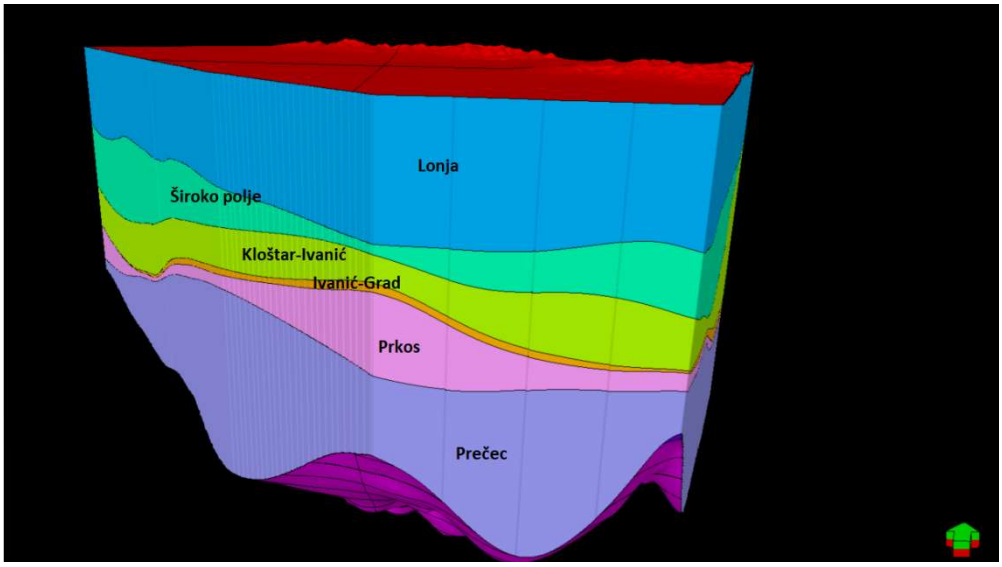
Tablica 2. Vrijednosti zakona brzina za bušotinu A-4

Mjerena dubina (m)	Dvostruko vrijeme putovanja vala (ms)	Prosječna brzina širenja seizmičkih valova (m/s)	Intervalna brzina brzina širenja seizmičkih valova (m/s)
732	660	2143,12	2604,01
1280	1080	2322,36	2886,25
1794	1436	2462,15	3954,17
1976	1528	2551,99	4270,80
2357	1706	2731,32	4970,41
2682	1836	2889,86	3771,50
3000	2004	2963,77	4568,94
3719	2318	3181,21	5915,21
4140	2460	3339,03	241,95
4270	3532	2399,03	-

Sljedeći korak je interpretacija seizmičkih profila u software-u *Petrel 2019*. Interpretacija je izrađena pomoću naredbe *Seismic interpretation* u kojemu su korištene naredbe *manual interpretation, guided autotracking te seeded 2D autotracking. Autotracking* naredbe korištene su samo ako je refleks na tom području jasan te ga program može točno ispratiti. Nakon interpretacije horizonata potrebno je napraviti strukturne karte naredbom *„make surface“* zasebno za svaki od njih kako bi se mogao napraviti 3D model. Interpretirani su horizonti *a',Rφ,Z',Rs5,Rs7* i *Tg.*

Nakon što su konstruirane površine horizonata idući korak je izrada 3D modela. Za početak je bilo potrebno izraditi model naredbom *„Make simple grid“* od horizonta Tg do površine terena. Kako bi se izradio naftnogeološki model bilo je potrebno napraviti zone koje odgovaraju svakoj formaciji između svakog horizonta. Detaljnija podjela jedinica u formacijama s obzirom na njihov litološki sastav napravljena je kasnije u programu Petromod. S obzirom na jednostavnost modela, zbog velikih oscilacija u dubinama horizonata, rasjedi pridodani ovom modelu nisu uvedeni u Petromod. Završni korak je

„Make 3D petroleum systems model“ koji obuhvaća sve zone i sve horizonte koji odjeljuju iste (Slika 6). Sukladno tomu, on predstavlja izlazni podatak iz Petrel-a te se otvara u drugom software-u: Petromodu 2019.1..



Slika 6 Prikaz 3D naftnogeološkog modela izrađenog u programu Petrel 2019

3.1. Bazensko modeliranje

Za postupak bazenskog modeliranja prelazi se u software Petromod 2019.1. Kao ulazni podatci koriste se bušotine, 3D naftnogeološki model, granični uvjeti koji su navedeni u prethodnom poglavlju (HF, SWIT, PWD). Potrebno je još odrediti elemente naftnogeološkog sustava, odrediti litološki sastav pripadajućih zona i za krajprovesti simulaciju.

Za početak učitan je 3D model iz Petrela te su dodane bušotine. Kao prvi korak kod dodavanja bušotina preko *Editora* bilo je pridodavanje vrijednosti vitrinitnih refleksija s bušotine A-6 koje će biti neophodne u daljnjem radu u simulatoru.

Sljedeći korak je definiranje facijesa i elemenata naftnogeološkog sustava (Slika 7). Donji i srednji miocen koji predstavljaju formaciju Prečec nalaze se između horizonata Tg i Rs7 i podijeljeni su na 5 različitih litoloških članova. S obzirom na to da model se pruža samo do horizonta Tg postavljen je tanki sloj granita iznad horizonta kako bi se prikazalo što je podina. Na podlozi modela generalno definiranu kao granit nalaze se konglomerati koji nisu definirani kao kolektorska stijena zbog njihovih petrofiziklanih svojstava. Konsolidirani su te nemaju značajnu poroznost i propusnost. Sljedeći facijes je arkozni pješčenjak koji ima veću poroznost koja je otprilike 10 % zbog dolomitizacije stijene. Na

tim pješčenjacima nalaze se jedine matične stijene u ovom modelu koje sadrže uprosječeno 2 % TOC-a (Total Organic Carbon) i njihov vodikov indeks (HI) je 450 mgHC/gTOC (Slika 7). Vrijednost TOC-a i vodikovog indeksa izračunata je iz bušotinskih podataka srednjom vrijednošću. Kao „kinetik“ je uzet „Tisssot_in_Waples (1992)_TII_Crack“ jer najbolje odgovara s obzirom na temperaturu, starost i dubinu (Cvetković et al, 2018). Kao posljednji član ove formacije je šejl koji ima vrlo malu propusnost i poroznost te će to bitno utjecati na migraciju ugljikovodika s obzirom na to da rasjedi nisu uključeni u projekt.

Iduća formacija je Prkos te se nalazi između horizonta Rs7 i Rs5. Podijeljena je u dva člana od kojih je prvi lapor, a drugi pješčenjak koji sadrži glinu.Tri formacije koje predstavljaju gornji panon i cijeli pont podijeljene su na po dva člana u svakoj. Svaka počinje šejlom koji je izolatorska stijena, a u krovini pješčenjak koji je kolektorska stijena. Zadnja formacija je formacija Lonja koja predstavlja pliocen i kvartar.

Name	Color	Lithology Value	Kinetics	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Lonja (pijesci, sljunci, gline)		Sandstone (typical)								Overburden Rock
Siroko Polje (pjescenjak)		Sandstone (typical)								Reservoir Rock
Siroko Polje (sejl)		Shale (typical)								Seal Rock
Klostar-Ivanic (pjescenjak)		Sandstone (typical)								Reservoir Rock
Klostar-Ivanic (sejl)		Shale (typical)								Seal Rock
Ivanic-Grad (pjescenjak)		Sandstone (typical)								Reservoir Rock
Ivanic-Grad (sejl)		Shale (typical)								Seal Rock
Prkos (pjescenjak zaglinjeni)		Sandstone (clay poor)								Reservoir Rock
Prkos (lapor)		Marl								none
Precec (sejl)		Shale (typical)								none
Precec (maticni sejl)		Shale (organic rich, typical)	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	Value	2.00		Value	450.00		Source Rock
Precec (pjescenjak dolomitizirani)		Sandstone (arkose, dolomite rich)								Reservoir Rock
Precec (konglomerat)		Conglomerate (quartzitic)								none
paleozojski kristalini		Granite (150 Ma old)								Underburden Rock

Slika 7 Tablica facijesa i litologije

Nakon što su definirani litofacijesi prelazi se na granične uvjete: toplinski tok (*Heat flow*), paleodubina sedimentacijskog okoliša (*PWD – Paleo water depth*), SWIT (*Sediment water interface temperature*). Za ovo područje toplinski tok je uzet kao konstantna vrijednost koja iznosi 71 mW/m^2. Nakon toplinskog toka uvedene su vrijedonsti paleodubina sedimentacijskog okoliša preuzete iz Pavelić & Kovačić (2018) (Tablica 3.). Završni granični uvjet (SWIT) je automatski generiran naredbom *„Auto SWIT“* kada se programu pridruži geografska širina istraživanog područja.

Tablica 3. Prikaz vrijednosti paleodubina sedimentacijskog okoliša

Vrijeme (Ma)	Paleodubina (m)
4	10
5	50
6	200
7	500
8	450
9	400
10	300
11	100
12	50
13	150
14	50
15	100
16	50
18	10

Kada su postavljeni granični uvjeti i svi ulazni parametri završni korak je simulacija modela. Za simulaciju se koristi alat „Simulator“ koji se nalazi u 1D, 2D i 3D prozoru. U okviru ovog istraživanja izrađena je 1D i 3D simulacija. 1D simulacija je najprimitivnija te se najviše koristi za pregled termalne zrelosti u bušotini. Ako su ulazni parametri za 1D simulaciju vjerodostojni, mogu poslužiti za kalibraciju modela, ako je potrebna. Za kalibraciju se najčešće koristi vitrinitna refleksija, čiji se podatci nalaze u bušotini A-6.

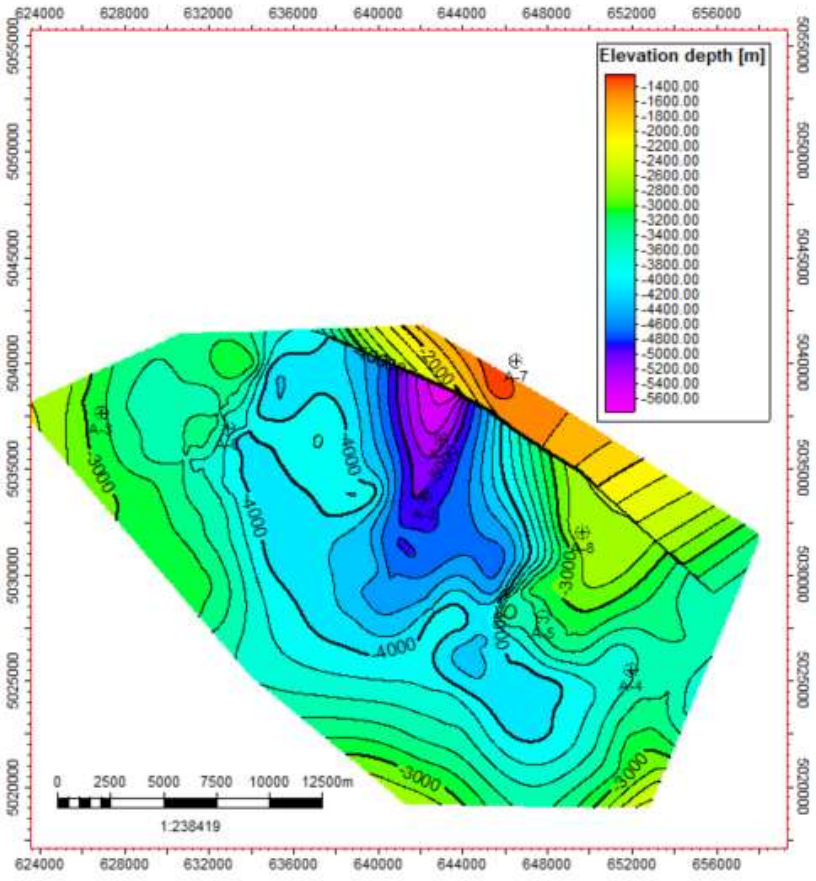
Nakon 1D simulacije napravljena je puno kompleksnija 3D simulacija modela. Kao ulazni podatak je kompletni 3D model. Prvo je izrađena statička simulacija koja ne uzima migraciju u obzir. Iz rezultata statičke simulacije može se dobiti termalna zrelost matičnih stijena u puno kraćem vremenu od dinamičke simulacije kojoj je potrebno puno više vremena za simuliranje modela. U dinamičkoj simulaciji pridodana je migracija ugljikovodika (hibridna) prema Darcy-evom zakonu. Veličina jedinične ćelije za simulaciju modela iznosi 100 x 100 m. Kada je simulacija završena, mogu se proizvoljno izdvajati 2D profili unutar modela ili pogledati cjeloviti model u 3D-u. Rezultati se mogu pogledati u 2D ili 3D *„Viewer“* alatu.

4. REZULTATI ISTAŽIVANJA

U okviru rezultata istraživanja bit će prikazane strukturne karte po elektrokarotažnim markerima koji odgovaraju granicama formacija napravljene u programu Petrel 2019. Nakon toga će biti prikazani 1D i 3D modeli bazena istraživanog područja napravljeni u programu Petromod 2019.1.

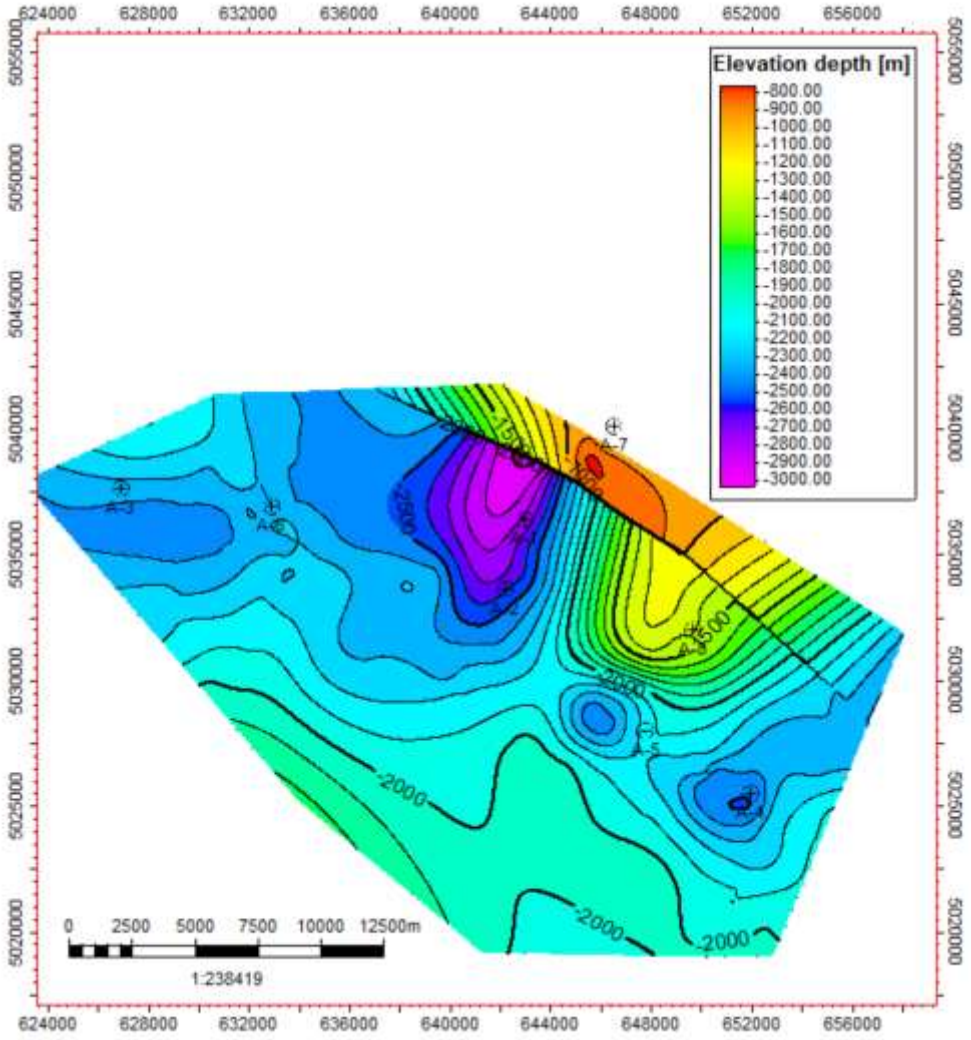
4.1. Strukturne karte

Prva strukturna karta prikazuje rasprostiranje elektrokarotažnog repera *Tg* (Slika 8), koji je ujedno i najdublji. Može se primjetiti velika oscilacija u dubinama, osobito u sjevernom dijelu istraživanog područja između bušotina A-1 i A-7. Na ostalim dijelovima karte su relativno male promjene dubina. Kao potencijalno rješenje promjene u dubinama od 4000 m na maloj udaljenosti može biti rasjed koji je vrlo teško vidljiv na seizmici zbog nepovoljnog položaja profila. Trasa rasjeda konstruirana je prema nagloj promjeni u dubini.



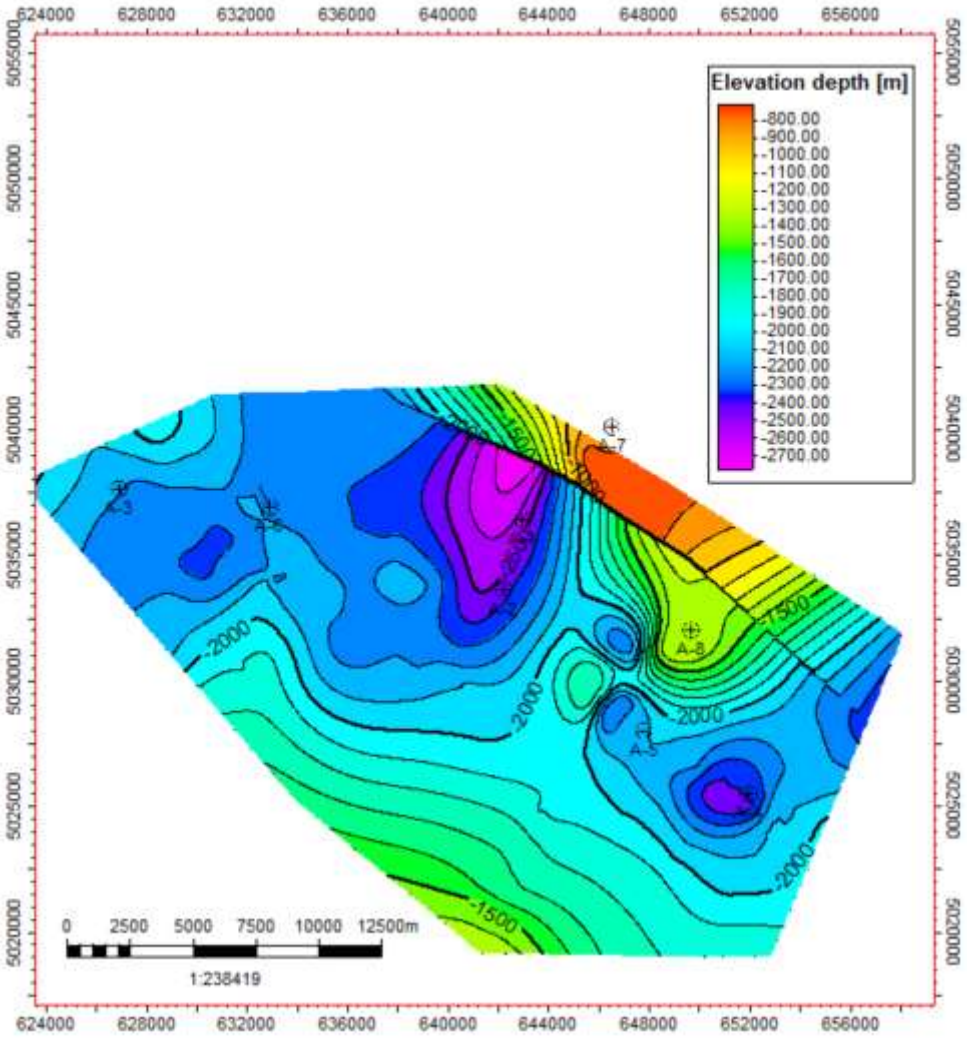
Slika 8 Strukturna karta po elektrokarotažnom reperu Tg

Sljedeći elektrokarotažni marker/reper je *Rs7* (Slika 9) koji odvaja formacije Prkos i Prečec. Situacija je slična kao i kod repera *Tg*, međutim može se primjetiti kako i na bušotini A-8 pokazuje vrlo male dubine.



Slika 9 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru Rs7

EK-marker Rs5 (Slika 10) prilično je uniforman refleksu *Rs7* zbog male debljine formacije Prkos. Na ovoj strukturnoj karti se jasnije vidi kako je riječ o velikoj sinklinali, odnoso depresiji. Područje oko bušotina A-1 i A-2 pokazuje dubinu oko -2600 m, dok se na sjevernom i južnom dijelu područja dubina markera kreće oko 1000 m. Generalno pružanje osi sinklinale je SZ-JI, kao i pretpostavljenog rasjeda.



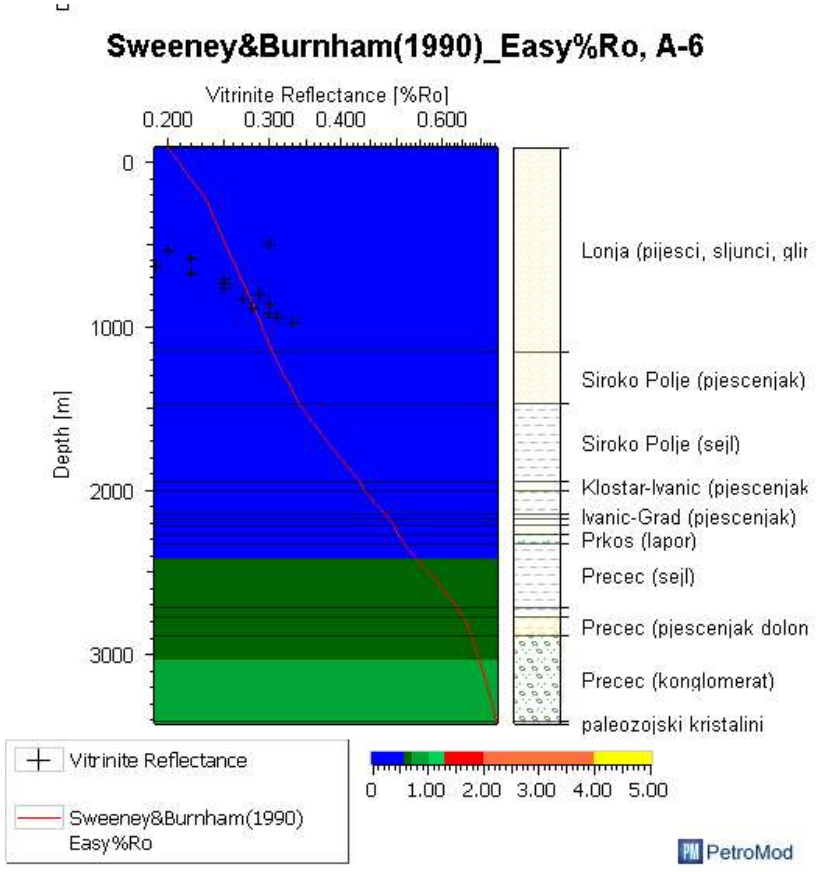
Slika 10 Strukturna karta po elektrokarotažnom markeru Rs5

Ektrokarotažni markeri *Z′, R* φ*, a′* prate trend prethodnih markera *Rs5* i *Rs7*. S obzirom na lošiju kvalitetu seizmičkih podataka, rasjedi nisu detaljno interpretirani jer bi izazvalo dodatne komplikacije prilikom izrade 3D modela.

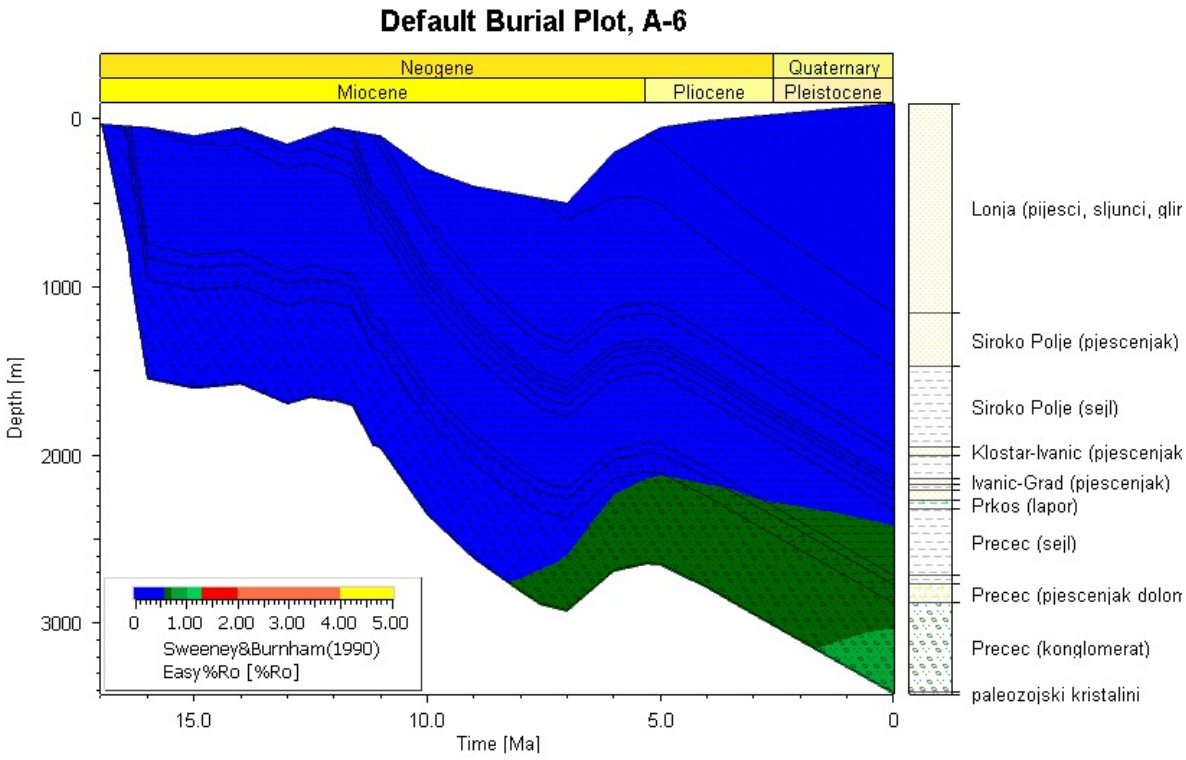
Nakon izrade strukturnih karata izrađen je 3D naftnogeološki model u *Petrel 2019* čija je izrada opisana u prethodnom poglavlju.

4.2. Rezultati bazenskog modeliranja

U okviru bazenskog modeliranja prvo će biti prikazani rezultati 1D modeliranja u bušotini A-6. Pomoću 1D modela vidljivo je kako naftni prozor počinje na dubini od 2400 m (Slika 11). Kao ulazni podatak korištena je vitrinitna refleksija zabilježena tokom bušenja. Nakon 1D simulacije prikazan je dijagram zalijeganja koji prikazuje termalnu zrelost stijena (prema Sweeney & Burnham, 1990) s obzirom na geološko vrijeme i dubinu. Iz dijagrama je vidljivo da su matične stijene na području ove bušotine ušle u naftni prozor prije oko 4 Ma (Slika 12).



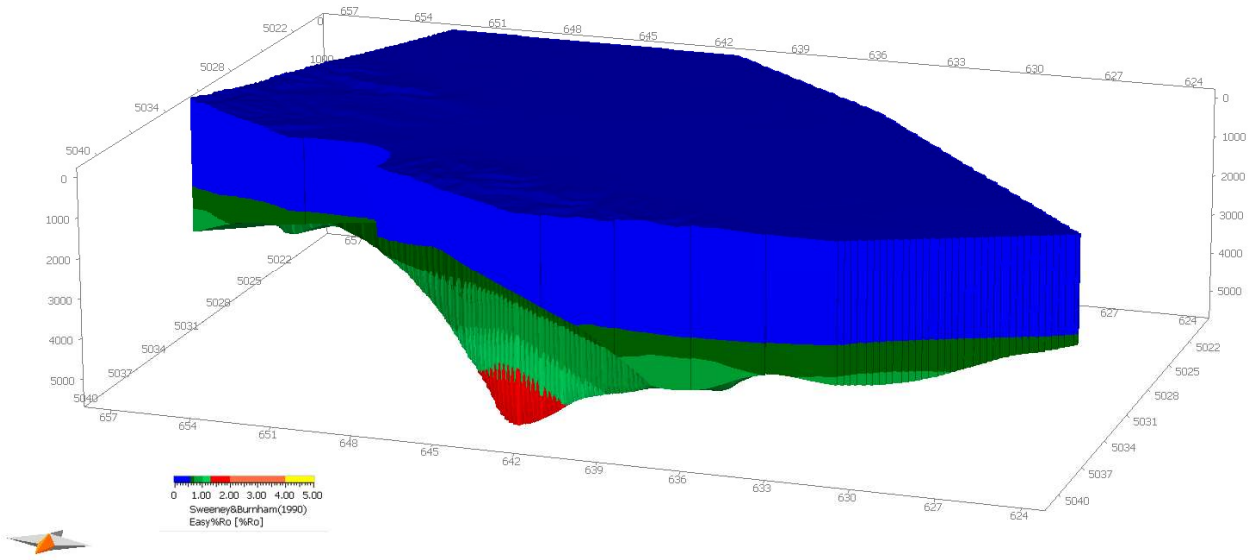
Slika 11 1D model s prikazom vrijednosti vitrinitne refleksije u bušotini A-6 i zrelosti iz Sweeney & Burnham, 1990



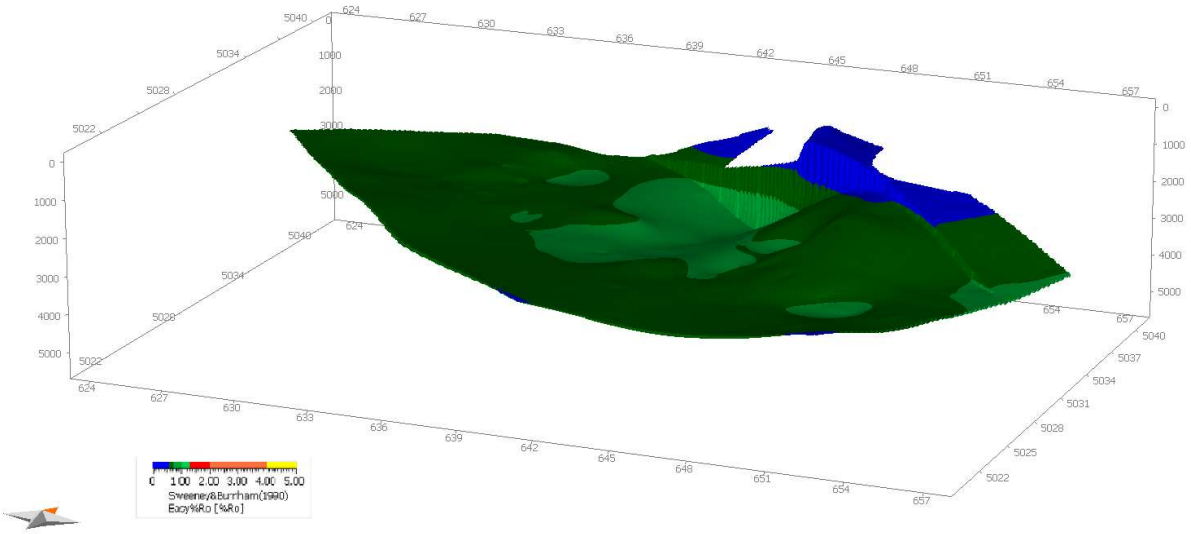
Slika 12 Dijagram zalijeganja u bušotini A-6 s „overlay-em“ Sweeney & Burnham, 1990

Nakon 1D prikaza bušotine slijedi 3D prikaz modela. U okviru 3D prikaza moguće je prikazati profil po cjelovitom modelu proizvoljne orijentacije. Kao glavni *„overlay“* u ovim rezultatima bit će Sweeney & Burnham, 1990 koji prikazuje termalnu zrelost stijena kao i u 1D prikazu.

Na slici je prikazan 3D model koji je napravljen u alatu *„Petrobuilder 3D“*, kasnije ubačen u *„Simulator 3D“* te na kraju otvoren u *„Viewer 3D“*. Prikazana su područja modela podijeljena prema termalnoj zrelosti. Naftni prozor u cijelom modelu počinje oko 2000 m zbog konstantne vrijednosti toplinskog toka na cijelom području. Samo donji dio bazena pripada području generiranja termogenog plina te on ne sadrži matične stijene (Slika 13). Matične stijene taložene su između EK-markera Tg i Rs7 i pripadaju formaciji Prečec (Slika 14). Njihov položaj u prostoru pokazuje da su većinom u naftnom prozoru, osim u dijelu oko bušotine A-7 gdje sve naslage na ovom području dolaze bliže površini.



Slika 13 Cjeloviti model sa cjelinama izdvojenima prema stupnju termalne zrelosti, pri čemu je zrelost definirana vrijednostima vitrinitne refleksije (Sweeney and Burnham, 1990)

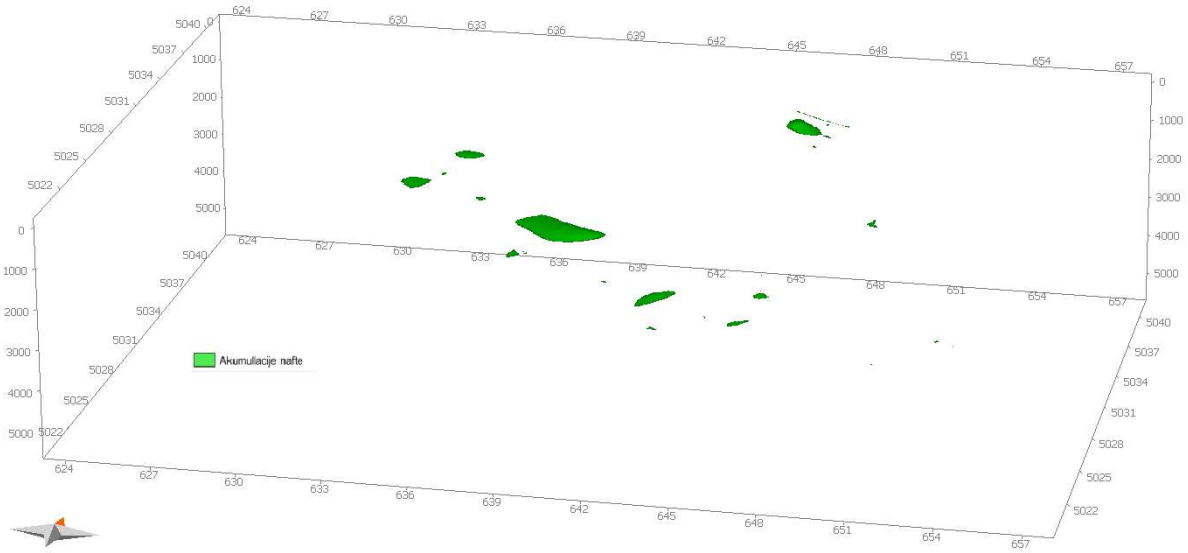


Slika 14 Facijes matičnih stijena izdvojen iz cjelovitog modela s naznačenim područjima različite termalne zrelosti prema vrijednosti vitrinitne refleksije (Sweeney & Burnham, 1990)

Nakon prikazivanja termalne zrelosti matičnih stijena, u nastavku će biti prikazani potencijalna ležišta ugljikovodika (Slika 15). U tablici je prikazana raspodjela ukupnog volumena ugljikovodika. Može se primjetiti da je preostali volumen šest puta veći od od volumena generiranih ugljikovodika. U ležištima bazena ukupno je akumulirana jedna trećina generiranih ugljikovodika. Razlika volumena generiranih ugljikovodika i volumena ekspulzije je zadržana u matičnoj stijeni. Ukupan volumen akumulirane nafte iznosi 265,37 milijuna barela nafte, odnosno 42,19 milijuna metara kubnih (Tablica 4.). Sva potencijalna ležišta nafte nalaze se u facijesu koji odgovara pješčenjacima u formaciji Prečec ispod matičnih stijena (Slika 18). Sva akumulacija ugljikovodika nalazi se ispod matičnih stijena jer ne postoje rasjedi u modelu koju su mogli omogućiti ugljikovodicima da migriraju plići preko izolatorskih stijena. Sva ležišta nafte nalaze se u strukturnim zamkama antiklinalnog tipa.

Tablica 4. Vrijednosti volumena ugljikovodika u neogenu

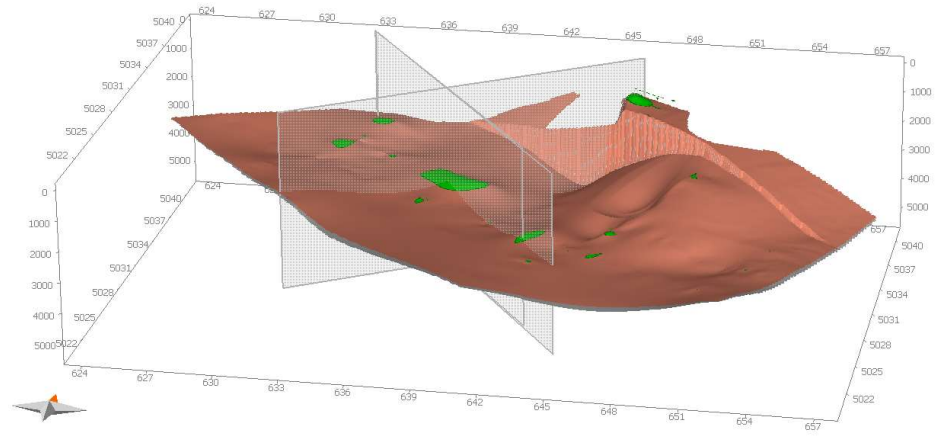
Preostali volumen ugljikovodika [10^6 m^3]	Generirano ugljikovodika [10^6 m^3]	Volumen ekpulzije [10^6 m^3]	Akumulirano u rezervoarima [10^6 m^3]	Gubitak ugljikovodika [10^6 m^3]
796,53	130,87	108,95	42,19	66,76



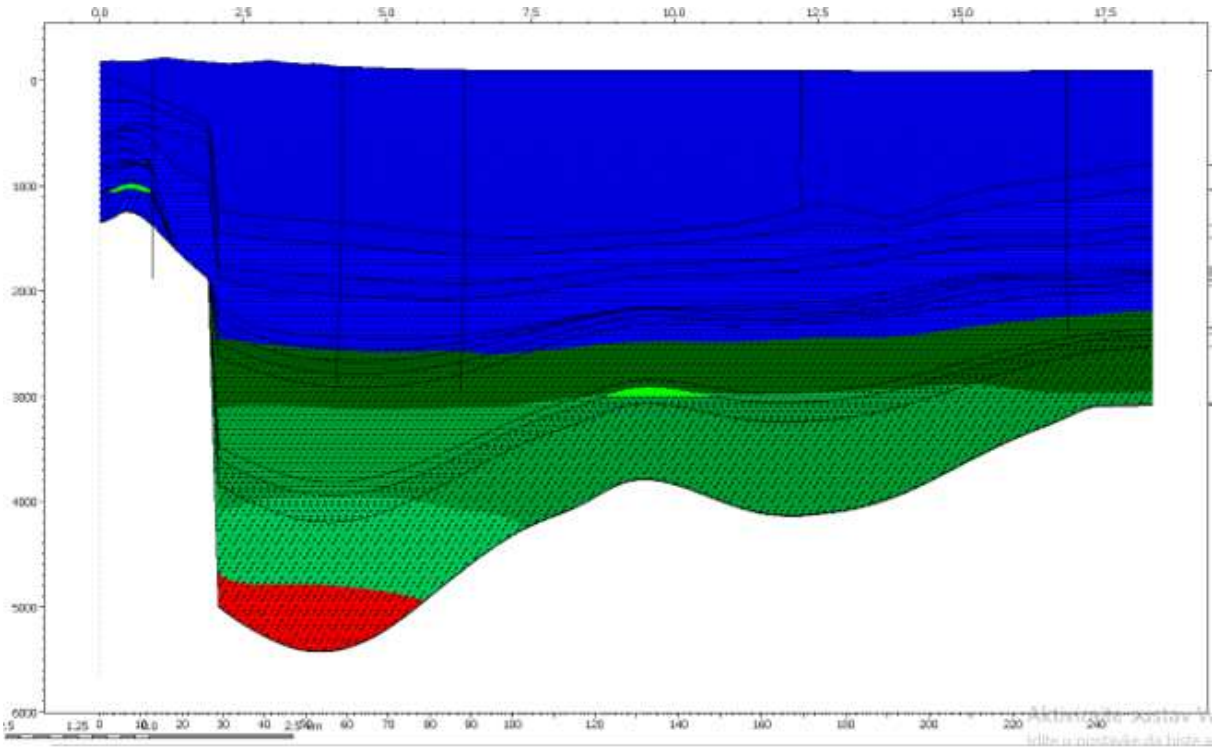
Slika 15 3D prikaz ležišta ugljikovodika nakon dovršene simulacije modela

Najveće ležište je locirano u središnjem dijelu istraživanog područja. Toča prelijevanja (*„Spill point“)* se nalazi na -3011 m dok je vrh ležišta na -2911 m. Ukupna akumulacija ugljikovodika iznosi 173,84 milijuna barela nafte. Preko tog ležišta povučena su dva profila s pružanjem SI-JZ i SZ-JI (Slika 16).

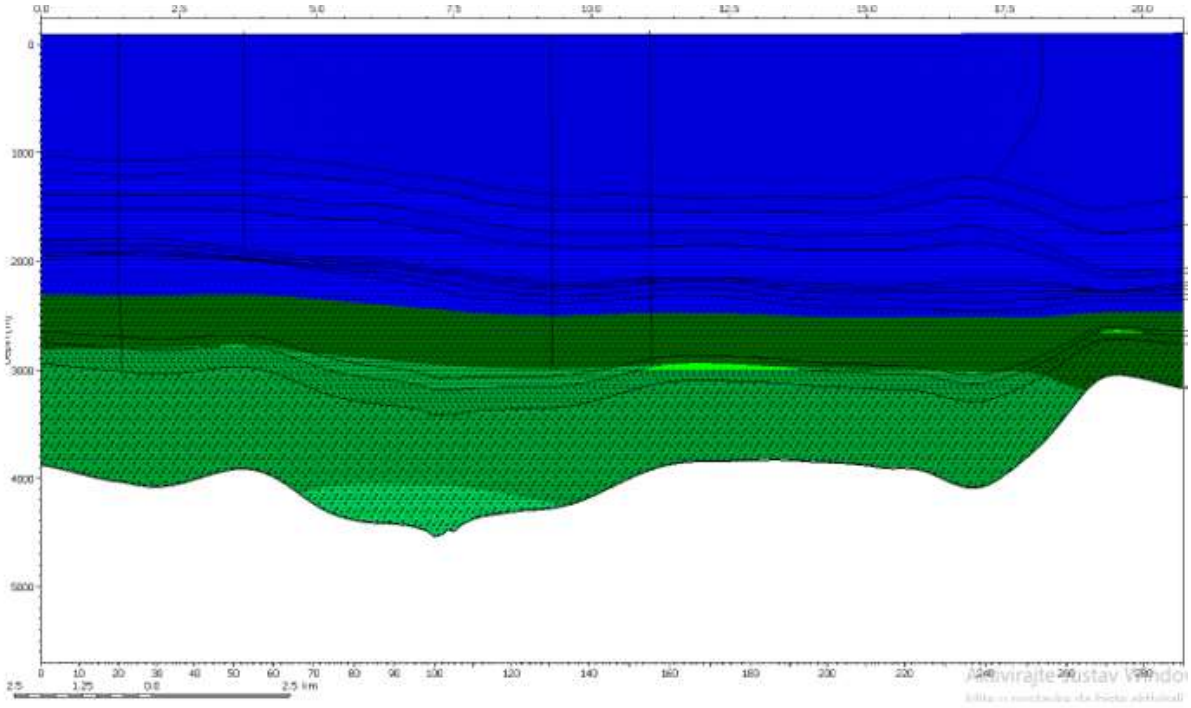
Profil SI-JZ (Slika 17) prikazuje i ležište prikazano najsjevernije na karti. Nalazi se na puno manjoj dubini: Točka prelijevanja (*„Spill point“*) se nalazi na -1063 m dok je vrh ležišta na -952 m. Kolektorska stijena je također pješčenjak formacije Prečec. Ukupan sadržaj ugljikovodika iznosi 67,9 milijuna tona nafte. Profil SZ-JI (Slika 18) prikazuje još 2 manja potencijalna ležišta.



Slika 16 3D prikaz kolektorskog facijesa (smeđe), ležišta ugljikovodika (zeleno) i položaj profila prikazanih sl. 17 i 18



Slika 18 Profil SI-JZ s „overlay-em“ Sweeney & Burnham, 1990 i ležištima ugljikovodika (svijetlozeleno) u badenskim dolomitiziranim pješčenjacima



Slika 17 Profil SZ-JI s „overlay-em“ Sweeney & Burnham, 1990 i ležištima ugljikovodika (svijetlozeleno) u badenskim dolomitiziranim pješčenjacima

5. RASPRAVA I ZAKLJUČAK

Svrha diplomskog rada bila je napraviti bazensko modeliranje područja kutinske sinklinale pomoću softwre-a *Petrel 2019* i *Petromod 2019.1.* Ulazni podatci bili su bušotinski podatci i 2D seizmički profili. Interpretirani su karotažni dijagrami te su konstruirane strukturne karte za svaki elektrokarotažni marker koji predstavlja granice formacija. Nakon toga je izrađen 3D naftnogeološki model kao temelj za bazensko modeliranje. U software-u Petromod 2019.1 definiran je litološki sastav modela, korištena je vitrinitna refleksija bušotine A-6 te su pridruženi granični uvjeti: toplinski tok (*Heat flow*), paleodubina sedimentacijskog okoliša (*PWD – Paleo water depth*), SWIT (*Sediment water interface temperature*). Nakon što su definirani svi ulazni parametri napravljena je simulacija uvjeta u bazenu u geološkom vremenu, te su dobiveni rezultati termalne zrelosti matičnih stijena i potencijalna ležišta ugljikovodika.

Dobivene strukturne karte mogu se smatrati približno točnima zbog lošije kvalitete seizmičkih profila, zastarjelih bušotinskih podataka te izostanak zakona brzina za svaku bušotinu. Kao još jedan nedostatak može biti izostanak rasjeda u modelu. Razlog tomu su također 2D seizmički profili lošije kvalitete jer se rasjedi ne mogu jasno pratiti, izdvojiti i odrediti.

Za vrijeme 3D dinamičke simulacije uvjeta uljučena je i migracija ugljikovodika koja se bazira na Darcy-evom zakonu. Problem kod migracije predstavlja: iznad matičnih stijena u krovini nalazi se šejl koji je izloatorska stijena te onemogućuje migraciju u smjeru uzgona, nisu interpretirani rasjedi preko izolatorskih stijena kao putevi sekundarne migracije ugljikovodika u smjeru uzgona, time i u pliće kolektorske stijene. Svi akumulirani ugljikovodici nalaze se ispod matične stijene te ona ujedno služi kao i izolatorska stijena. Ležiša prikazana u ovakvom modelu imaju rentabilne količine ugljikovodika.

Sukladno svemu prethodno navedenom može se reći da se najveći nedostatak modela odnosi na geološki model u kojem nije provedena detaljna strukturna analiza i identificirani rasjedi kao potencijalni putevi migracije nafte. Iz tog razloga upitno je postojanje ležišta dobivenih bazenskim modeliranjem.

Ovaj model, kao pojednostavljeni 3D model, može se koristiti za buduća naftnogeološka istraživanja. Ukazano je na problem zastarjelih podataka koji nisu dovoljni za detaljne interpretacije modela. Preporuka je napraviti nova seizmička istraživanja s kvalitetnijim

površinskim geofizičkim metodama ako se u budućnosti bude ulagalo u istraživanje ležišta ugljikovodika na ovom području.

6. LITERATURA

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

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

CVETKOVIĆ, M., EMANOVIĆ I., STOPAR, A., SLAVINIĆ, P. (2018): Petroleum system modeling and assessment of the remaining hydrocarbon potential in the eastern part of Drava Depression, *Interpretation,* **6** (2018), 1; SB11-SB21 doi:10.1190/INT-2017-0078.1 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

CVETKOVIĆ, M., MATOŠ, B., RUKAVINA, D. KOLENKOVIĆ MOČILAC, I., SAFTIĆ, B., BAKETARIĆ, T., BAKETARIĆ, M., VUIĆ, I., STOPAR, A., JARIĆ, A., PAŠKOV, T., (2019): Geoenergy potential of the Croatian part of Pannonian Basin: insights from the reconstruction of the pre-Neogene basement unconformity *// Journal of Maps,* **15** (2019), 2; 651-661 doi:10.1080/17445647.2019.1645052 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

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.

LUČIĆ, D., SAFTIĆ, B., KRIZMANIĆ, K., PRELOGOVIĆ, E., BRITVIĆ, V., MESIĆ, I., TADEJ, J. (2001): The neogene evolution and hydrocarbon potential of the Pannonian basin in Croatia. -Marine and Petroleum Geology, 18, 130-174.

MALVIĆ, T. (2003): Naftnogeološki odnosi i vjerojatnost pronalaska novih zaliha ugljikovodika u Bjelovarskoj uleknini, *Oil-Geological Relations and Probability of Discovering New Hydrocarbon Reserves in the Bjelovar Sag*, Doktorska disertacija, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko – geološko – naftni fakultet, 123 str.

MALVIĆ, T. & VELIĆ, J. (2011): Neogene Tectonics in Croatian Part of the Pannonian Basin and Reflectance in Hydrocarbon Accumulations. U: New Frontiers in Tectonic Research: At the Midst of Plate Convergence, Schattner, U. (ur.), 215-238.

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.

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

PAVELIĆ, D. & 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.

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.

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

VRBANAC, B., VELIĆ, J., MALVIĆ, T. (2008): Sedimentation of Late Pannonian clastic deposits in main and marginal basins (Sava depression vs. Bjelovar subdepression), Predavanje, EGU General Assembly 2008, Beč, Austrija, 14. – 18. 4. 2008.

VRBANAC, B., VELIĆ, J., MALVIĆ, T. (2010):Sedimentation of deep-water turbidites in main and marginal basins in the SW part of the Pannonian Basin // *Geologica Carpathica,* 61 (2010), 1; 55-69 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

KLASA: 602-04/20-01/252
URBROJ: 251-70-03-20-3
U Zagrebu, 01.12.2020.

Domagoj Mitrić, student

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju Vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-04/20-01/252, UR. BROJ: 251-70-03-20-1 od 12.11.2020. godine priopćujemo temu diplomskog rada koja glasi:

BAZENSKO MODELIRANJE PODRUČJA KUTINSKE SINKLINALE

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

Voditelj

(potpis)

Doc. dr. sc. Marko Cvetković
(titula, ime i prezime)

Predsjednik povjerenstva za završne i diplomske ispite

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Stanko Ružičić
(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Dalibor Kuhinek
(titula, ime i prezime)