Bazensko modeliranje (1D) odabranih lokaliteta u Jadranskom podmorju

Količaj, Matej

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:169:758102

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

STUDIJ GEOLOGIJE

BAZENSKO MODELIRANJE (1D) ODABRANIH LOKALITETA U JADRANSKOM PODMORJU

Diplomski rad

Matej Koločaj

G 346

Zagreb, 2019.

Sveučilište u Zagrebu Diplomski rad

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

BAZENSKO MODELIRANJE (1D) ODABRANIH LOKALITETA U JADRANSKOM PODMORJU

MATEJ KOLOČAJ

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo

Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Sažetak

Jadransko podmorje predstavlja regionalno vrlo zanimljiv prostor s relativno malo načinjenih bušotina u kojima nije utvrđen značajan ugljikovodični potencijal. Zbog dominantno platformnog karbonatnog stijenskog kompleksa te različitih problema pri bušenju, područje srednjeg i južnog Jadrana proglašeno je neperspektivnim. S obzirom na to, načinjeno je 1D bazensko modeliranje na području sjevernog, središnjeg i južnog Jadranskog podmorja kako bi se procijenio potencijal i dubinski raspon generiranja ugljikovodika. 1D bazensko modeliranje izvršeno je pomoću računalnog programa PetroMod 2018. Prilikom obrade korišteni su podatci o litološkom sastavu, dubini horizonata, vitrinitnoj refleksiji, temperaturama i vrijednosti ukupnog organskog ugljika. Bazenskim modeliranjem utvrđeno je da se na području sjevernog Jadrana potencijalne matične stijene nabušene bušotinom Well A upitno nalaze unutar naftnog prozora dok se potencijalne matične stijene u bušotinama Well B i Well C na području srednjeg i južnog jadrana nalaze iznad naftnog prozora. Načinjeni modeli mogu poslužiti kao smjernica za daljnja istraživanja ugljikovodičnog potencijala Jadranskoga podmorja.

Ključne riječi: Jadransko podmorje, ugljikovodici, matičnost, 1D modeliranje, PetroMod 2018, naftni prozor, Hrvatska.

Diplomski rad sadrži: 51 stranicu, 8 tablica, 23 slike i 43 reference.
Jezik izvornika: hrvatski
Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta

Pierottijeva 6, Zagreb

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

Ocjenjivači: Dr. sc. Marko Cvetković, docent RGNF-a

Dr. sc. Bruno Saftić, izvanredni profesor RGNF-a

Dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF-a

Datum obrane: 23. rujan 2019.

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology
and Petroleum Engineering

Master's Thesis

BASIN MODELLING (1D) OF SELECTED LOCALITIES OF THE ADRIATIC OFFSHORE

MATEJ KOLOČAJ

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Geology and Geological Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

The Adriatic offshore is a very interesting region with a relatively small number of deep wells without discovered economic oil accumulations. Due to the dominantly platform carbonate rock complex and various drilling problems, the area of the Central and Southern Adriatic was declared as unpromising. For that reason, 1D basin modelling was done in the area of the Northern, Central and Southern Adriatic subsurface. 1D basin modelling was performed in PetroMod 2018 software by Schlumberger. The dataset used for basin modelling contains data on stratigraphy, lithology, depth, vitrinite reflectance, temperatures, and total organic carbon values. The results of the basin modeling have determined that potential source rocks in Well A are located within the oil window in the Northern Adriatic, while the potential source rocks in Well B and Well C are located above the oil window in the Central and Southern Adriatic. These models can serve as a guide for further hydrocarbon exploration in the Adriatic offshore.

Keywords: Croatia, Adriatic offshore, hydrocarbons, source rock, 1D basin modelling, PetroMod 2018, oil window.

Thesis contains: 51 pages, 8 tables, 23 figures and 43 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: September 23, 2019

Ovom prilikom bih htio izraziti par riječi zahvale onim ljudima koji su pomogli da budem na ovom mjestu, pratili moj razvoj tijekom studiranja i pomagali prilikom izrade diplomskog rada.

Veliku zahvalnost u prvom redu dugujem svom mentoru doc. dr. sc. Marku Cvetkoviću, na potpori i brojnim stručnim savjetima koji su oblikovali ideju te prethodili izradi ovoga diplomskog rada.

Veliko hvala doc. dr. sc. Ivi Kolenković Močilac i izv. prof. dr. sc. Bruni Saftiću koji su bili uz mene od obrane završnog rada pa sve do danas, do obrane diplomskog rada.

Između ostalog, htio bih zahvaliti i Ministarstvu zaštite okoliša i Agenciji za ugljikovodike na ustupljenim podatcima.

Also, I would like to thank Schlumberger company, for providing academic licences for PetroMod 2018 software, without which this kind of thesis wouldn't be possible.

Moje zahvale također pripadaju profesorima, kolegama i asistentima sa brojnih katedri na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu.

Konačno, zahvaljujem svojoj obitelji i prijateljima, a posebice djevojci Ani na potpori i razumijevanju u periodu izrade diplomskog rada.

SADRŽAJ:

1 UVOD....1
2 GEOLOŠKI ODNOSI ISTRAŽIVANOG PODRUČJA....2
2.1 Strukturni pregled....2
2.2 Razvoj Jadranske karbonatne platforme....4
2.2.1 Podloga Jadranske karbonatne platforme....5
2.2.2 Jadranska karbonatna platforma....6
2.2.3 Krovina Jadranske karbonatne platforme....7
2.3 Sedimentacijske megasekvencije....8
2.3.1 Megasekvencija 1 (gornji karbon – donja jura)....8
2.3.1.1 Formacija Brušane (gornji karbon - gornji perm)....9
2.3.1.2 Formacija Baške Oštarije (trijas – toarcij (donja jura))....9
2.3.2 Megasekvencija 2 (donja jura – gornja kreda)....11
2.3.2.1 Formacija Mali Alan....11
2.3.3 Megasekvencija 3 (nakon nastanka platforme)....13
2.3.3.1 Formacija Raša....13
2.3.4 Megasekvencija 4 – (pliocen – pleistocen)....14
2.3.4.1 Formacije Istra i Ivana....14
2.4 Naftno-geološke značajke sedimentacijskih megaciklusa....15
2.4.1 MEGASEKVENCIJA 1 - KARBON, DONJA JURA....15
2.4.2 MEGASEKVENCIJA 2 - DONJA JURA, GORNJA KREDA....15
2.4.3 MEGASEKVENCIJA 3 – PALEOCEN, MIOCEN....18
2.4.4 MEGASEKVENCIJA 4 – PLIOCEN, PLEISTOCEN....18
3 METODOLOGIJA BAZENSKOG MODELIRANJA....19

3.1 PetroMod 2018 19
3.1.1 Jednodimenzionalno modeliranje 19
4 BAZENSKO MODELIRANJE 22
4.1 Litološki sastav 22
4.1.1 Litološki sastav za bušotinu Well B 22
4.1.2 Litološki sastav za bušotinu Well C 25
4.1.3 Litološki sastav za bušotinu Well A 27
4.2 Granični uvjeti 29
4.2.1 Paleo-dubina mora/okoliša 30
4.2.2 Utjecaj temperature površinske vode na hlađenje podzemlja 32
4.2.3 Toplinski tok 32
5 REZULTATI 35
5.1 Jednodimenzionalni bazenski model – bušotina Well C 35
5.2 Jednodimenzionalni bazenski model – bušotina Well B 39
5.3 Jednodimenzionalni bazenski model – bušotina Well A 43
6 ZAKLJUČAK 45
7 LITERATURA 47
7.1 Objavljeni radovi 47
7.2 Neobjavljeni radovi 50
7.3 Internet izvori 51

POPIS SLIKA:

Slika 2.1 Karta Jadranske karbonatne platforme s lokacijama bušotina, trijaskih magmatskih stijena, solnih dijapira i depresija 3
Slika 2.2 Kronostratigrafski smještaj Jadranske karbonatne platforme, njezine podloge i krovine 4
Slika 2.3 Shematski prikaz zbivanja na prostoru gondvanskog šelfa i razvoj Apulijske i Jadranske karbonatne platforme (ApCP/AdCp) te Jadranskog bazena) 7
Slika 2.4 Generalizirani stratigrafski stup hrvatskog dijela Jadranske karbonatne platforme zajedno sa formacijama i potencijalnim matičnim stijenama 10
Slika 2.5 Prikaz aptskih naslaga na stratigrafskom stupu 12
Slika 2.6 Generalizirani stratigrafski stup središnjeg Jadranskog bazena sa pripadajućim bušotinskim podatcima 17
Slika 3.1 Prikaz sustava unosa, simulacije i dobivanje izlaznih podataka u softveru PetroMod 2018 20
Slika 3.2 Prikaz stratigrafske pripadnosti stijena unutar PetroMod 2018 1D softvera 20
Slika 3.3 Prikaz graničnih uvjeta unutar PetroMod 2018 1D softvera 21
Slika 4.1 Izvor podataka za bušotinu Well A 27
Slika 4.2 Dubina morske razine na istražnom području bušotine Well C tijekom geološke prošlosti 30
Slika 4.3 Dubina morske razine na istražnom području bušotine Well B tijekom geološke prošlosti 31
Slika 4.4 Dubina morske razine na istražnom području bušotine Well A tijekom geološke prošlosti 31
Slika 4.5 Prikaz auto SWIT parametra u odnosu na geografsku širinu kroz geološko vrijeme u programu PetroMod 2018 32
Slika 4.6 Karta prikaza recentnog toplinskog toka na području Panonskog bazena 33
Slika 4.7 Vrijednost toplinskog toka kroz geološku prošlost za bušotinu Well B 34
Slika 4.8 Vrijednost toplinskog toka kroz geološku prošlost za bušotinu Well C 34
Slika 4.9 Vrijednost toplinskog toka kroz geološku prošlost za bušotinu Well A 34
Slika 5.1 Vrijednosti temperature u bušotini Well C 36
Slika 5.2 Prikaz porasta vitrinitne refleksije u bušotini Well C 38

Slika 5.3 Vrijednosti vitrinitne refleksije na dijagramu zalijeganja u bušotini Wel C 39
Slika 5.4 Dijagram zalijeganja naslaga i promjene temperature tijekom geološko vremena za bušotinu Well B 40
Slika 5.5 Vrijednosti temperature s podatcima o vitrinitnoj refleksiji unutar bušotine Well B 41
Slika 5.6 Promjena vitrinitne refleksije naslaga probušenih bušotinom Well B tijekom geološkog vremena 42
Slika 5.7 Dijagram promjene vitrinitne refleksije naslaga nabušenih bušotinom Well A tijekom geološkog vremena 43
Slika 5.8 Dijagram promjene temperature s dubinom za bušotinu Well A 44

POPIS TABLICA:

Tablica 4.1 Litološki sastav korišten u softveru PetroMod 2018 za bušotinu Well B 22
Tablica 4.2 Litološki sastav stijena procijenjen za bušotinu Well C 25
Tablica 4.3 Litološki sastav korišten u softveru PetroMod 2018 za bušotinu Well A 27
Tablica 4.4 Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (Well C) 30
Tablica 4.5 Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (Well B) 31
Tablica 4.6 Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (Well A) 31
Tablica 5.1 Tablica usporedba vrijednosti vitrinitnih refleksija s parametrima zrelosti kerogena 36
Tablica 5.2 Vrijednosti vitrinitne refleksije za 1D model bušotine Well C 37

1 UVOD

Istraživanje jadranskog podmorja oduvijek se smatralo zanimljivim zbog različitih sedimentacijskih okolnosti i tektonskih pokreta. Istraživanja su počela 70-ih godina prošloga stoljeća pa sve do 2000. godine, a u tom razdoblju ukupno je izrađeno 116 istraživačkih bušotina i 12 razradnih bušotina (Velić, 2007). Većinu istraživanja obavljala je nacionalna kompanija INA Naftaplin te su ta istraživanja rezultirala otkrićem nekoliko većih plinskih ležišta. Ukupno je otkriveno 17,6 milijardi m^3 plina (Belošić, 2001). Također snimljeno je više od 75.000 km seizmičkih profila (Velić, 2007), dok je 3D seizmika snimljena samo u Sjevernom Jadranu na području eksploatacijskih polja.

Podatci korišteni za izradu ovog diplomskog rada dobiveni su iz bušotine Well A na području sjevernog Jadrana, bušotine Well B na području srednjeg Jadrana i bušotine Well C na području južnojadranskog istražnog bloka, a podatci su dobiveni od strane Ministarstava zaštite okoliša i energetike i Agencije za ugljikovodike.

Interpretacija i konstrukcija jednodimenzionalnog bazenskog modela načinjena je pomoću softvera PetroMod 2018, a ostali programi koji su korišteni za izradu diplomskoga rada su Adobe Illustrator CC program i PhotoFiltre7. Pomoću programa PetroMod 2018 dobivene su vrijednosti temperature i vitrinitne refleksije na temelju kojih se može procijeniti postojanost matičnih stijena tj. područja „naftnog prozora“ za potencijalne matične stijene u pojedinim bušotinama, što ujedno i predstavlja cilj ovog istraživanja.

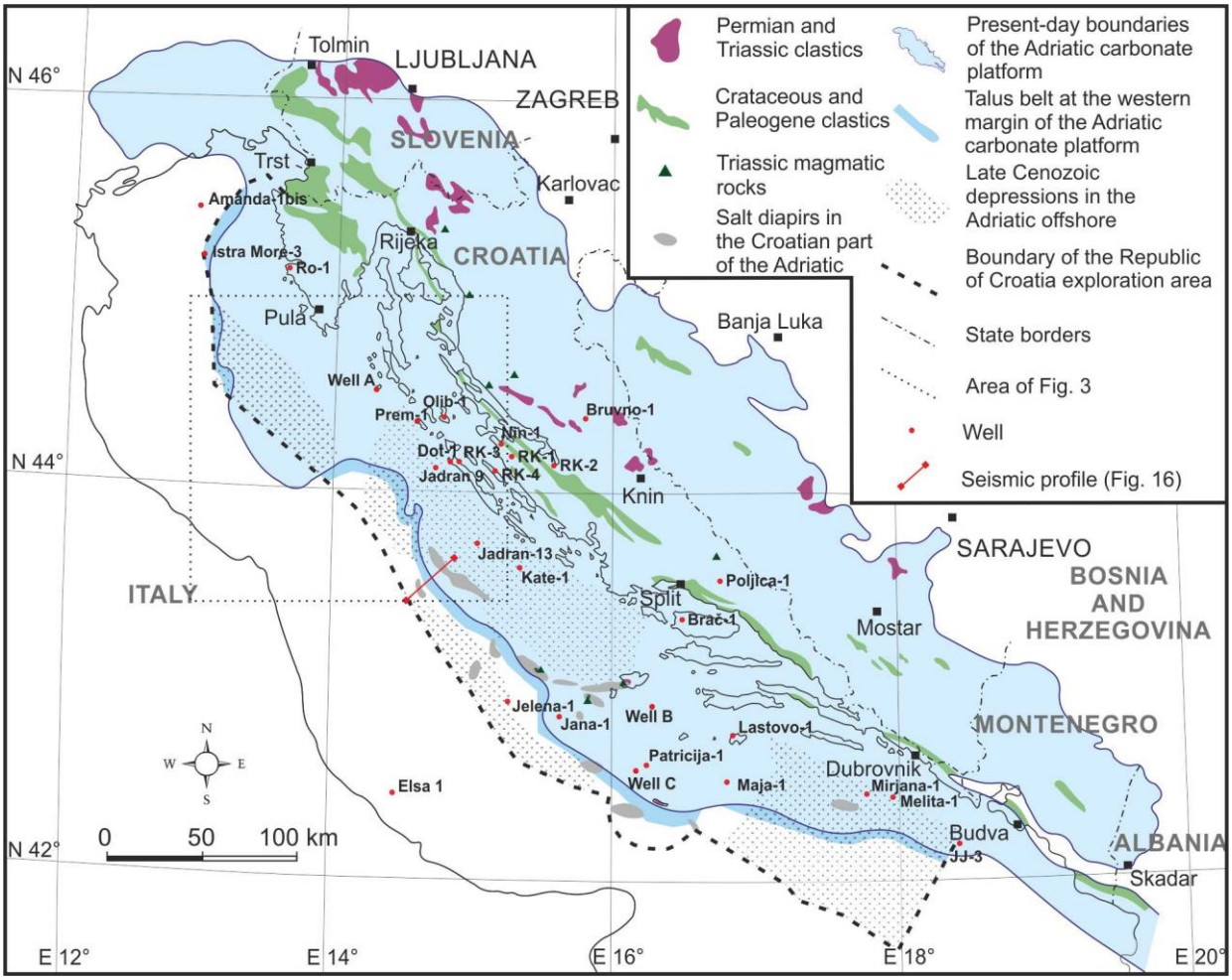
2 GEOLOŠKI ODNOSI ISTRAŽIVANOG PODRUČJA

Ovim poglavljem će biti opisani događaji koji su doveli do samog formiranja Jadranske karbonatne platforme. Današnje područje Jadranskog podmorja formiralo se kroz dugi niz godina, a sve je započelo tijekom karbona pa sve do danas. Veliki broj različitih naslaga i okoliša se formirao zbog različitih tektonskih događaja i promjena uvjeta taloženja.

2.1 Strukturni pregled

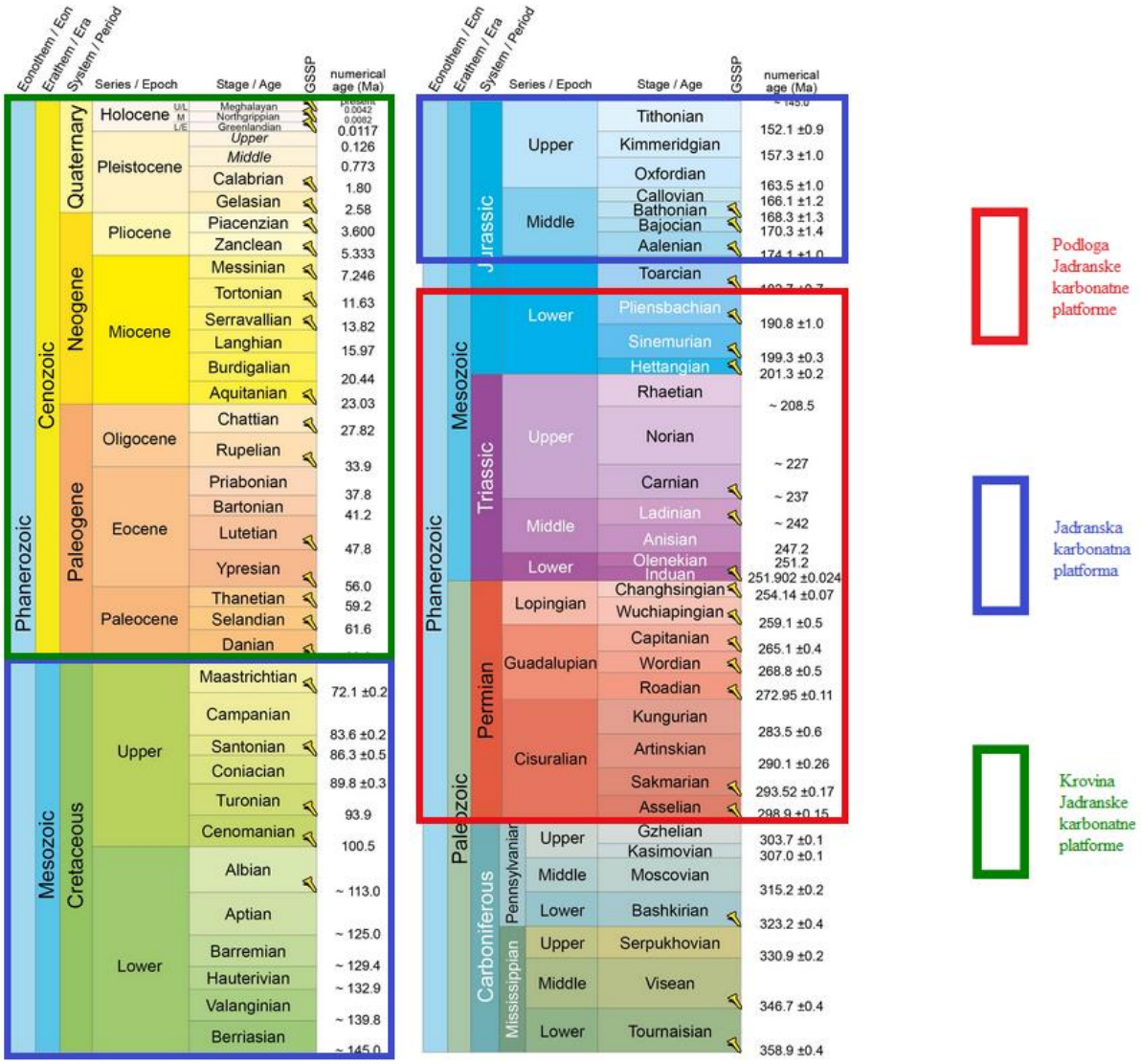
Bore, reversni rasjedi i navlake su formirane kao rezultat ranog paleogenskog i neogenskog stanjivanja kore (Tari, 2002.) i nalazimo ih kroz cijelu hrvatsku i talijansku obalu te u Jadranskom moru. Strukture u Dinaridskom i Apeninskom pojasu su konvergentne i te navlake imaju vergenciju prema središnjem dijelu Jadrana. Krovinska krila sastoje se od krednih karbonata, a podinsk krilo je sastavljeno od paleogenskih sedimenata koji su većinom predstavljeni fliškim sedimentom (Velić et al., 2015).

Dijapiri se mogu naći na kopnu i na moru. Na kopnu ih nalazimo na području Like i Dalmacije (Sinj, Drniš i Knin), dok su odobalno utvrđeni u blizini otoka Jabuka,Vis i Palagruža. Dijapiri koji se mogu naći površini su uglavnom izgrađeni od gornjopermskih i trijaskih gipseva (Velić et al., 2015). Na Slika 2.1 Karta Jadranske karbonatne platforme s lokacijama bušotina, trijaskih magmatskih stijena, solnih dijapira i depresija (prikazane su pojave solnih dijapira koji su utvrđeni u bušotinama Jelena-1 i Jana-1 (Velić et al., 2015).



Slika 2.1 Karta Jadranske karbonatne platforme s lokacijama bušotina, trijaskih magmatskih stijena, solnih dijapira i depresija (Velić et al., 2015)

2.2 Razvoj Jadranske karbonatne platforme



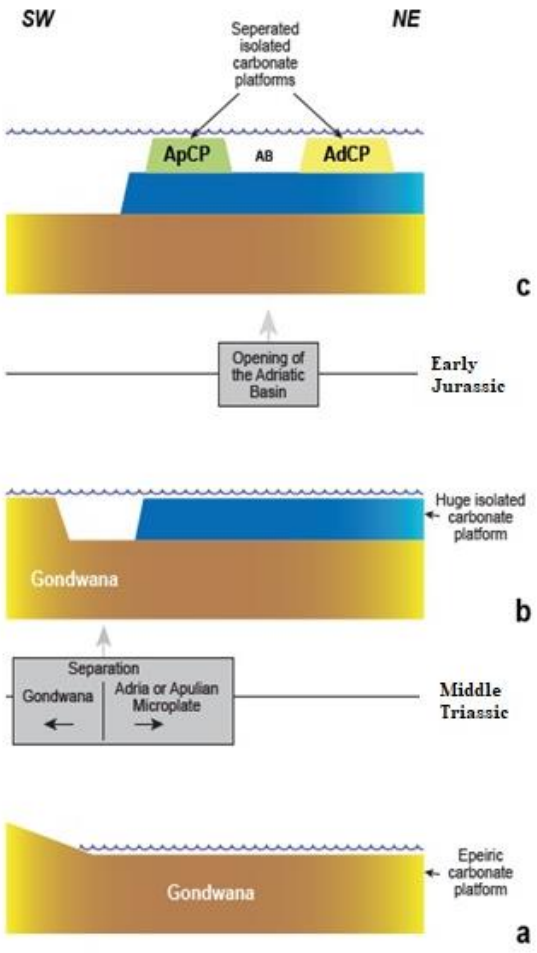
Slika 2.2 Kronostratigrafski smještaj Jadranske karbonatne platforme, njezine podloge i krovine (ICS, 2019)

2.2.1 Podloga Jadranske karbonatne platforme

Tijekom gornjeg karbona (moskovian) prevladavala je siliciklastična sedimentacija sa samo mjestimičnim karbonatnim lećama i jadransko područje se nalazilo na sjevernoj strani Gondwane (Slika 2.3 c, Vlahović et al., 2005). Donjopermske naslage karakterizirane su miješanim karbonatno-siliciklastični sastavom, dok kontinentalni crveni klastiti i karbonati prevladavaju tijekom srednjeg perma, a rano i kasnodijagenetski dolomiti tijekom gornjeg perma. U području koje je danas dalmatinsko zaleđe istodobno su taloženi gips i anhidrit, tj. evaporiti (Šušnjara et al., 1992; Kulušić & Borojević Šoštarić, 2014). Do početka srednjeg trijasa, na sjevernom prostoru Gondwane taložili su se siliciklastični sedimenti i karbonati, dok je srednjotrijaski slijed obilježen karbonatnim naslagama velikih debljina s proslojcima tufova (Vlahović et al., 2005). Tijekom srednjeg trijasa zabilježeni su tektonski pokreti uz duboke rasjede, što je rezultiralo širenjem bazena i odvajanjem Jadranske i Apulijske mikroploče od Gondwane (Slika 2.3 b, Vlahović et al., 2005). Granicu između srednjeg i gornjeg trijasa obilježava dugotrajna emerzija, tj. snižavanje morske razine. Snižavanje morske razine stvorilo je uvjete za taloženje evaporita koji se danas nalaze u hrvatskome dijelu Jadrana. "Od mlađeg trijasa pa do paleogena (srednjeg eocena), u jadranskom području prevladava plitkovodna karbonatna sedimentacija u okolišima karbonatne platforme, što je rezultiralo debljinom karbonata većom od 5000 m (VELIĆ, 2007).

2.2.2 Jadranska karbonatna platforma

Gornjojurske, srednjojurske i donjojurske naslage taložene su unutar zatvorenih plitkovodnih okoliša. Zabilježeni su vapnenci i dolomiti, vapnenci s proslojcima čertova, tufova i povremenim amonitima (Furlani, 1910). Jadranska karbonatna platforma nastala je regionalnom ekstenzijom tijekom starije jure (toarcij), tj. dezintegracijom južnog dijela megaplatforme Tetis (Slika 2.3 a) (Vlahović et al., 2005). Taloženje tijekom starije krede, tj. berijasa, valendisa i otriva zabilježeno je brojnim ciklusima oplićavanja naviše, a na pojedinim mjestima kopnenim i močvarnim naslagama (Istra). Izmjene stromatolita, madstona i zrnastih litotipova zabilježene su tijekom barema na području Istre. Aptske lagunske naslage koje su također zabilježene na području Istre posljedica su djelomičnog preplavljivanja platforme, a to se preplavljivanje javlja u povremenim razdobljima tijekom mlađe krede (Vlahović et al., 2005). Najznačajniji takav događaj vezan je za granicu cenomana i turona, a tu granicu karakterizira pojava vapnenaca bogatih pelagičnim planktonom (Vlahović et al., 2005). Taloženje tijekom mlađe krede obilježeno je velikom raznolikošću facijesa, tako da na platformi istodobno postoje okoliši potopljene platforme, karbonatne rampe, plitkovodni okoliši, a dijelovi taložnog prostora su u emerziji. U mlađoj kredi došlo je do dezintegracije Jadranske karbonatne platforme.



Slika 2.3 Shematski prikaz zbivanja na prostoru gondvanskog šelfa i razvoj Apulijske i Jadranske karbonatne platforme (ApCP/AdCp) te Jadranskog bazena) (Vlahović et al., 2005)

2.2.3 Krovina Jadranske karbonatne platforme

Krovinu Jadranske karbonatne platforme čine debeloslojeviti foraminiferski vapnenci taloženi u uvjetima postupnog produbljivanja u taložnim okolišima karbonatnih rampi. Na foraminiferske vapnence naliježe slijed turbidnitnih naslaga koji se obično naziva eocenski fliš

(Vlahović et al., 2005). Tijekom tzv. Mesinijske krize saliniteta (na kraju mlađeg miocena) u južnom dijelu Jadrana su taložene naslage gipsa i anhidrita (Vlahović et al., 2005).

2.3 Sedimentacijske megasekvencije

Potencijalne mezozojske kolektorske, izolatorske i matične stijene Jadranske karbonatne platforme istraživala je naftna kompanija INA, a cilj su bili mezozojski karbonati, tj. naslage neposredno iznad matičnih stijena trijaske, starije i mlađe kredne starosti, odnosno vapnenci i dolomiti gornje krede i paleogena (Velić, 2007). U bušotinama Melita-1 i Kate-1 postoje indikacije, tj. tragovi ugljikovodika (srednji Jadran). Trijaski i miocenski (mesinski) evaporiti mogu predstavljati potencijalne izolatorske stijene dok karbonati sa sekundarnom poroznošću mogu formirati potencijalne kolektorske stijene. Sipari nastali po rubovima karbonatne platforme predstavljaju buduća perspektivna mjesta za istraživanje ugljikovodika (Velić et al., 2015). U nastavku su prikazane sedimentacijske megasekvencije koje također opisuju vrijeme prije, u vrijeme i nakon nastanka Jadranske karbonatne platforme te njihove pripadajuće naftno-geološke značajke (Velić et al., 2015):

1. Gornjokarbonska do donjojurska – vrijeme prije nastanka platforme
2. Donjojurska do gornjokredna – nastanak i razvoj Jadranske karbonatne platforme
3. Paleogen do neogen – vrijeme nakon nastanka karbonatne platforme
4. Pliocensko – holocenska megasekvencija

2.3.1 Megasekvencija 1 (gornji karbon – donja jura)

Megasekvencija se može podijeliti u 2 formacije: Brušane (karbon – perm) i Baške Oštarije (trijas – jura), a te formacije tvore podlogu karbonatne platforme.

2.3.1.1 Formacija Brušane (gornji karbon - gornji perm)

Najstarije stijene koje se mogu utvrditi na površini su metasedimenti mlađeg paleozoika i pripadaju donjem dijelu formacije Brušane (Velić et al., 2015). Tijekom karbona prevladavala je siliciklastična sedimentacija sa samo mjestimičnim karbonatnm lećama (Velić et al., 2015). Te stijene se sastoje od šejlova i pješčenjaka koji sadrže u sebi marinsku faunu, kopnene papratnjače i preslice (Sremac, 2012). Karbonati su taloženi u plitkovodnoj sredini te nalazimo kilometarske leće plitkovodnih vapnenaca unutar siliciklastične serije (Velić et al., 2015).

Tijekom uzdizanja u starijem permu, crveno obojeni pješčenjaci s uklopcima konglomerata taloženi su u Lici i na Velebitu (Velić et al., 2015). Taloženje plitkovodnih karbonata je započeto početkom srednjeg perma i trajalo je sve do srednjeg eocena (Velić et al., 2015). Uzdizanje na kraju mlađeg perma dovelo je do erozije obale gornjokarbonske do donjopermske serije stijena te taloženje pješčenjaka i šejlova na području Gorskog kotara (Aljinović i Sremac, 1997).

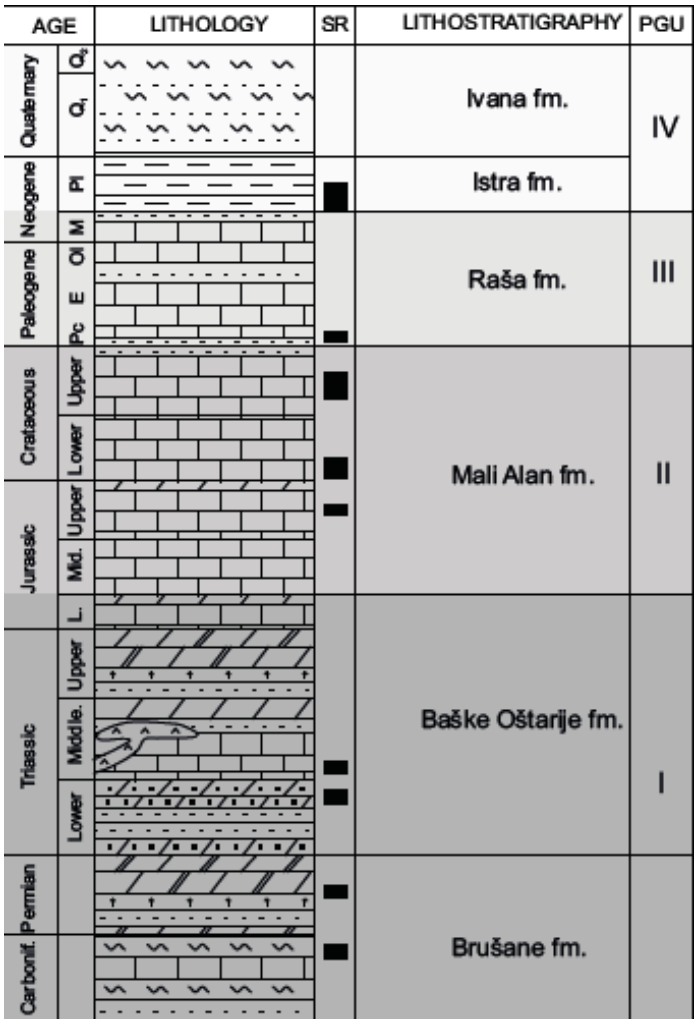
Permske stijene su nabušene u bušotinama Vlasta- 1, Rovinj i Amanda – 1 (najdublje 7305m) (Velić et al., 2015). Srednjopermski karbonati prošli su dolomitizaciju (Mizzia dolomiti) i debljine su do 1100 m (Velić et al., 2015). Potencijalne matične stijene su muljnjaci koji su prezreli i nalazimo ih u različitim intervalima unutar Mizzia dolomita debljine 40 do 90 m (Velić et al., 2015).

Lokalni kontinentalni sedimenti deponirani su krajem perma i sastoje se od pješčenjaka i konglomerata (Velić et al., 2015). Gornjopermske siliciklastične sedimente nalazimo na površini na području Gorskog kotara (Aljinović i Sremac, 1997).

2.3.1.2 Formacija Baške Oštarije (trijas – toarcij (donja jura))

Prijelaz iz permskih u trijaske sedimente karakteriziran je izdizanjem i erozijom okolnog područja Baških Oštarija, a sama granica označava jedno od najvećih izumiranja u Zemljinoj povijesti. U podini formacije nalazimo donjotrijaske karbonate, koje također nalazimo i u središnjem dijelu današnjega Jadranskog mora (Palagruža i Susak More-1), dok u trijasu dolaze diploporni vapnenci (900 m debeli) koji su taloženi u plitkom visokoenergetskom okolišu (Velić et al., 2015). Tijekom srednjeg trijasa dolazi do regionalne ekstenzije što stvara puno malih

bazena u kojima se talože šejlovi i pijesci (Velić et al., 2015). Srednjotrijaske karbonate i siliciklastične stijene nalazimo na otoku Visu (Belak et al.,2015), dok su na Palagruži prisutni gips i šejlovi (Korbar et al., 2009).



Slika 2.4 Generalizirani stratigrafski stup hrvatskog dijela Jadranske karbonatne platforme zajedno sa formacijama i potencijalnim matičnim stijenama (J. Velić et al., 2015)

Tijekom srednjeg trijasa, regionalna ekstenzija na perimediteranskom području doživjela je svoj maksimum kada se Jadranska mikro-ploča odvojila od Gondwane što dovodi do kraja epikontinentalne karbonatne platforme i formiranja Južne tetiske megaplatforme (Slika 2.3 b, Vlahović et al., 2005). U to doba većina perimediteranskog područja je bila izdignuta i crveno obojani kontinentalni klastiti (Rabeljske naslage) su taloženi od ladinika do norika (Velić et al., 2015). Unutar 200 m debelih naslaga Rabelja dolaze siltiti i pješčenjaci zajedno s brečama i konglomeratima (Velić et al., 2015).

Tijekom gornjeg trijasa (norik) dogodila se marinska transgresija koja je preplavila diploporne vapnence i Rabeljske naslage, pri tome se odvijalo taloženje gornotrijaskih glavnih dolomita (Velić et al., 2015). Prilikom prijelaza iz trijasa u juru pojavljuju se prvi plitkovodni vapnenci koji naliježu na glavni dolomit i oni označavaju podinu formacije Mali Alan koja je obilježena plitkovodnim marinskim vapnencima i kasnodijagenetskim dolomitima (Velić et. al., 2014) donjojurske starosti (hentagij i sinemurij) (Velić, 2007, Slika 2.4). Na njih naliježu litiotis vapnenci i mrljasti vapnenci toarcijske starosti, koji označuju kraj prve megasekvencije (Velić et al., 2015).

2.3.2 Megasekvencija 2 (donja jura – gornja kreda)

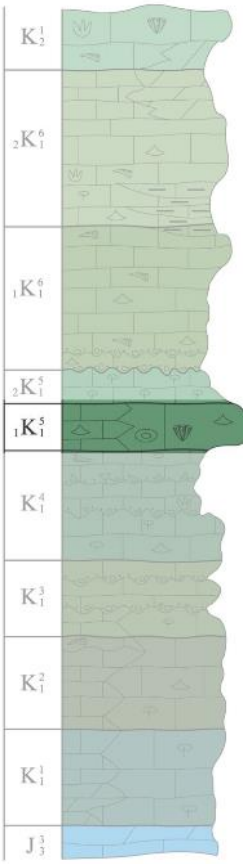
2.3.2.1 Formacija Mali Alan

Donjojurska regionalna ekstenzija rezultirala je segmentacijom Apeninske, Apulijske i Jadranske karbonatne platforme (slika 2.3c, Vlahović et al., 2005). Dubokovodni Jadranski bazen razvio se između Apulijske i Jadranske karbonatne platforme. Na Jadranskoj karbonatnoj platformi donjojurski mrljasti vapnenci taloženi su u dubokomorskoj sredini i sastoje se od muljnjaka, floutstona, pekstona i grejnstona koji su 90 do 150 m debljine, a unutar mrljastih vanenaca nađeni su dokazi o ankosičnom događaju (Velić et al., 2015). Plitkovodna Jadranska karbonatna platforma održala se sve do krede.

U hrvatskom dijelu platforme nalazimo taložine 800 m debelih tamnosivih vapnenaca srednjojurske starosti, dok su gornjo jurske naslage sastavljene od plitkovodnih vapnenaca i dolomita, a nabušene su bušotinama Istra more-1, Jadran-15, Jadran-18 i Amanda-1 (Velić et al., 2015). Ekstenzija tijekom mlađe jure rezultirala je dvama plitkovodnim bazenskim područjima u sredini karbonatne platfome (Velić et al., 2015). U ovom razdoblju egzistiralo je Lemeško korito unutar kojega dolaze tankoslojeviti vapnenci s amonitima, tuf i čert, a unutar samog slijeda Lemeških naslaga zabilježena je velika količina organske tvari koja je posljedica ankosičnog događaja (Velić et al., 2015). Ostala korita ispunjena su gornjo jurskim plitkovodnim karbonatima i donjokrednim plitkovodnim sedimentima (Velić et al., 2015).

Donjokredne karbonate nalazimo u bušotinama Dugi otok-1, Amanda-1 i Istra More (slika 2.1), a stratigrafski horizonti unutar aptske serije stijena koji su regionalno prepoznatljivi su (prema Velić et al., 2015):

- Anoksični događaj zabilježen u orbitolina vapnencima (Velić i Sokač, 1978) koji se može korelirati s podizanjem razine morske vode (starija kreda-apt) (Vlahović et al., 2005).
- Aptsko izdizanje zabilježeno na cijelom području Jadranske karbonatne platforme (Velić et al., 2015)



Potapanje Jadranske karbonatne platforme rezultiralo je donjoaptskim lagunskim naslagama.

Slika 2.5 Prikaz aptskih naslaga na stratigrafskom stupu (modificirano prema Velić et al., 2002 te predavanjima prof. dr. sc. Igor Vlahović)

Prijelaz u gornju kredu obilježen je i dominiran sekvencijom vapnenaca (Velić et al., 2015). Tijekom cenomana (mlađa kreda) dolazi do podizanja morske razine što dovodi do preplavljivanja karbonatne platforme, te taloženja vapnenaca bogatih pelagičnim planktonom (Vlahović et al., 2005; Velić et al., 2015). Na padinama Jadranske karbonatne platforme taložili

su se dubokovodni Calpionella vapnenci sve do kraja berijasa (Veseli, 1999). Na temelju podataka iz bušotine Istra more – 1 Veseli (1999) je pretpostavio da su pelagički vapnenci taloženi do kraja apta, na njih naliježu breče s fragmentima plitkovodnih karbonata i turbidita kampanske starosti i naposljetku pelagički globotrunkana vapnenci s karbonatnim turbiditima mastrihtske starosti (Velić et al., 2015). Na otocima (Dugi otok, Premuda i otok Brač), su zabilježeni gornjokredni hemipelagički vapnenci (Velić et al., 2015). Generalno preplavljivanje platforme označava kraj megasekvencije, te dolazi do početka okršavanja karbonata i to sve do paleocenske transgresije, dok se središnji dio Jadranske karbonatne platforme i dan danas okršava (Velić et al., 2015).

2.3.3 Megasekvencija 3 (nakon nastanka platforme)

2.3.3.1 Formacija Raša

Središnji i SI dio Jadranske karbonatne platforme bio je izdignut tijekom mlađe krede. Paleogenska transgresija je pokrila nizinska područja (današnja obala) i transgresija označava početak sedimentacije formacije Raša kod koje se nalaze 200 m debele naslage foraminiferskih vapnenaca (pekston i grejnston) (Velić et al., 2015). Bazenski facijesi ukazuju na lokalno produbljavanje uzrokovano eocenskom strukturnom deformacijom, a direktna posljedica je nastank korita koja su paralelna s Dinaridima (Velić et al., 2015). Globigerina lapori i glinoviti pekstoni su prijelazne taložine koje se nalaze kao proslojci između foraminiferskih vapnenaca i krovinskih naslaga naslaga fliša (Velić et al., 2015). Lapori su zabilježeni u bušotinam Istra more-1 i Amanda-1 (debljine 5 do 50 m) (Velić et al., 2015).

Kontinuirano izdizanje je dovelo do intenzivne erozije i velike količine sedimenata su erodirane s izdignutih dijelova i istaložene u korita kao turbiditni pješčenjaci i lapori (eocenski fliš) debljine 350 m do 950 m. S obzirom na lokaciju, starost fliških naslaga je promjenjiva. Na području Istre, zabilježene su starosti srednjeg do kasnog eocena dok su na području Konavla fliške naslage kasno eocenske i oligocenske starosti (Velić et al., 2015). Velebitske vapnenačke breče interpretirane su kao tektonske breče koje su istaložene tijekom oligocenskih i miocenskih

tektonskih pokreta, te izdizanja Dinarida (Velić et al., 2015). Na kopnu se mogu naći lakustrinske naslage miocenske starosti na području Paga i Sinja, dok su u podmorju lapori, pijesci i glinom bogati vapnenci zabilježeni u bušotinama Palagruža-1 i Patricija-1 (Velić et al., 2015). Te taložine leže na aptskim vapnencima (Velić et al., 2015). Pojava gornjomiocenskih evaporita je također zabilježena u tim bušotinama, te bušotinama u srednjem i sjevernom Jadranu (Velić et al., 2015).

2.3.4 Megasekvencija 4 – (pliocen – pleistocen)

2.3.4.1 Formacije Istra i Ivana

Tijekom neogena u Jadranskom bazenu su se razvile serije rubnih depresija ispred Dinarida i Apenina. Tijekom miocena nastaju depresije: Dugi Otok, Južni Jadran i Molise, dok tijekom pliocena nastaju: Veneto, Po, Marche-Abruzzi, Srednjojadranska i Jadransko-jonska depresija. Unutar Po depresije zabilježena je serija 2000 m debelih pliocensko-plestiocenskih taložina (Velić i Malvić, 2011). Unutar te serije nalaze se hemipelagički, glinom bogati lapori, te siltiti koji su zabilježeni na poljima Katarina i Marica na području sjervernog Jadrana. Serija se dijeli:

1) donji pliocen – lapori, gline i siltiti 10 do 50 m debljine

2) srednji pliocen – laporovite gline, silt i pješčenjaci 25 do 250 m debljine

3) gornji pliocen – lapori i pješčenjaci 50 do 200 m debljine.

Na njih naliježe formacija Ivana debljine do 1500 m koja se sastoji od slabopropusnih glina i lapora sa siltovima i pješčenjacima, te također ugljenom koji je pozicioniran u podinskom dijelu formacije (Marić Đureković, 2011).

2.4 Naftno-geološke značajke sedimentacijskih megaciklusa

2.4.1 MEGASEKVENCIJA 1 - KARBON, DONJA JURA

Prva jedinica karbonske do donjo jurske starosti ima malo matičnih stijena, a organska tvar je prezrela i/ili je dominantno kopnenog podrijetla (Velić et al., 2015). Pretpostavlja se daje intezivna tektonska aktivnost uništila potpovršinske nakupine ugljikovodika (Velić et al., 2015). Najstarije matične stijene u Hrvatskoj su gornjokarbonski šejlovi nabušeni u bušotini Bruvno-1 (formacija Brušane) kod kojih je TOC = 0.33 – 0.65% (moguća mala matična moć), te vitrinitna refleksija R_0= 2% (Velić et al., 2015). Unutar permskih Mizzia dolomita između Brušana i Baških Oštarija utvrđeni su intervali organskom tvari bogatih muljnjaka s TOC-om = 0.88% i VR_0 = 2.43% (Velić et al., 2015). Na lokaciji Brušane kerogen je tipa IV, tj bez potencijala za generiranje ugljikovodika (TOC=1.23-5.33 %). Tamni donjotrijaski šejlovi s lokacije Donje Pazarište imaju TOC = 0.86%(Velić et al., 2015). U bušotini Vlasta - 1 na dubini 5403 do 5604 m uočene su potencijalne matične stijene koje se sastoje od organskom tvari bogatih vapnenaca, anhidrita i šejlova s TOC = 4.7% (Barić, 2006; Cota and Barić, 1998). Potencijalne matične stijene su sastavljene od vapnenaca bogatih organskom tvari, anhidrita i šejlova, dok kolektorske stijene čine pješčenjaci i glavni dolomit (*hauptdolomit*) zbog sekundarne poroznosti, a izolatorske stijene predstavljene su šejlovima i evaporitima permske i trijaske starosti.

2.4.2 MEGASEKVENCIJA 2 - DONJA JURA, GORNJA KREDA

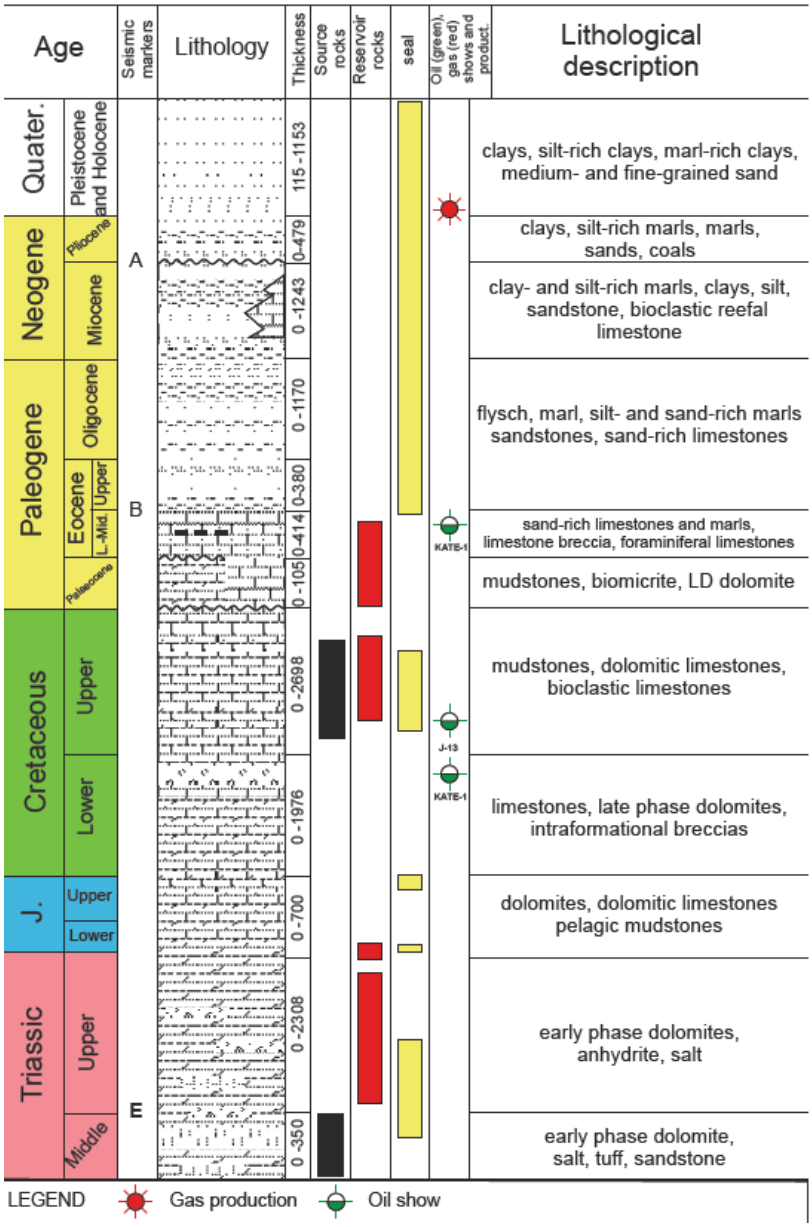
Najstarije matične stijene su gornjojurski tanko slojeviti hemi-pelagički vapnenci (Lemeš naslage) s TOC-om = 3,9 % na području Poštak planine, Donjeg Lapca i Vrlike. Vodikov indeks (HI) dobiven je Rock Eval analizom i iznosi=400-700 mg HC/g (Troskot-Čorbić, 2011; Velić 2007). Rock-Eval analiza i analiza macerala pokazali su da kerogen ima sposobnost generiranja tekućih ugljikovodika i bogat je sumporom, tj. da je kerogen TIP-a II i u malim količinamaTIP-a I (Troskot-Čorbić, 2011). Lemeški vapnenci imaju T_{Max}= 423 do 438°C, a R_0=0,45-0,69 %, što upućuje na nezreli stadij. Istraživanja Lemeških naslaga ukazuju

na to da su naslage bile na velikim dubinama (do 6 km) prije naglog izdizanja tijekom kenozoika (Blažeković Smojić et al., 2009).

S obzirom na starost, kredne matične stijene možemo podijeliti u 4 grupe. Prva grupa se sastoji od cenomanskih (mlađa kreda) laminiranih vapnenaca koji su zabilježeni na području Zrenja, Trilja i Griča i koji imaju TOC=8.34%. Kerogen je tipa I i II, što znači da ima potencijal za proizvodnju tekućih ugljikovodika (Velić, 2007). U drugu grupu spadaju cenomansko-turonski laminirani vapnenci s područja Plitvica, Hajduka i Bihaća s vrijednosti TOC-a do 16,6%. Ti su vapnenci termalno nezreli (Velić, 2007), a Jenkyns-ova (1991) teorija predlaže da je ankosični događaj tijekom ovog razdoblja rezultirao sedimentacijom crnih vapnenaca i dolomita s TOC-om do 20%). Treću grupu potencijalnih matičnih stijena čine tamno obojeni laminirani vapnenci kampanske starosti na području Hvara koje karakterizira relativno mala vrijednost TOC-a od 0,1 do 0,2% (Velić et al., 2015). Zadnju grupu matičnih stijena mastrihtske starosti čine laminirani vapnenci zabilježeni na otoku Braču. Vrijednost TOC-a je 18% i sadrži visoki udio sumporne komponente (15%). Organska tvar se dominantno sastoji od biodegradiranih algi (kerogen tipa II) (Velić et al., 2015). Vapnenci su termalno nezreli i današnji naftni porozor nalazimo na dubinama 5000-6000 m zbog niskog geotermalnog gradijenta (<1.0 °C/100 m) (Cota i Barić, 1998).

U odobalju, kredne matične stijene nabušene su u bušotinama Jadran - 9, Jadran-3 i Kate – 1 i to donjo kredni laminirani stromatolitni karbonati taloženi u slanim lagunama (slika 0.4). Karbonati sadrže kerogen tipa II (rani naftni prozor) (Velić et al., 2015). Tragovi ugljikovodika pronađeni su u bušotini Kate-1 na dubini 2340 do 2450 m. Zabilježene matične stijene u bušotini Kate-1 su nezrele ili u ranom naftnom prozoru (Barić i Tari, 2005).

Kolektorske stijene donjojurske do gornjokredne starosti su vapnenci s pukotinskom poroznošću. U obalnom dijelu zabilježeni su sipari (porijeklom s Jadranske karbonatne platforme) (Grandić et al., 1997; 1999; 2013; 2014) koji imaju kolektorski potencijal, a analize uzoraka jezgre iz bušotine Istra More – 3 ukazuju na njihovu poroznost od 15% i propusnost od 845 x 10^{-3} mD. Komercijalne nakupine ugljikovodika (prirodni plin) nalazimo u gronjokrednim razlomljenim karbonatima na području plinskog polja Ika, a na njh naliježu pliocensko-pleistocenski sedimenti formacije Ivana (Velić et al., 2015).



Slika 2.6 Generalizirani stratigrafski stup središnjeg Jadranskog bazena sa pripadajućim bušotinskim podatcima (Velić, et al. 2015)

2.4.3 MEGASEKVENCIJA 3 – PALEOCEN, MIOCEN

Potencijalne matične stijene utvrđene su u bušotini Jadran-3 (TOC= 0.26-0.43%) na dubini od 1767 do 1766 m unutar formacije Raša (Velić et al., 2015). Organska tvar je amorfna, a kerogen je tipa III. a Rock Eval piroliza daje vrlo nizak T_{MAX}=407-411°C, što je indikator nezrelosti (Tari Kovačić, 1997). Tragovi nafte zabilježeni su u bušotini Kate-1 (slika 2.6) na dubini 2020-2076 m, što se može korelirati s donjokrednim matičnim stijenama (Tari Kovačić, 1997). Kolektorske stijene pokazuju tragove nafte, ali imaju malu primarnu poroznost koja je uništena dijagenetskim procesima i na taj način nafta se pojavljuje u pukotinama i kavernama (veličine graška), odnosno unutar tzv. vuggy pora (Velić et al., 2015).

Plinske pojave pronađene su u gornjem dijelu Raša formacije u kalkarenitima i pješčenjacima ležišta polja Irma.

2.4.4 MEGASEKVENCIJA 4 – PLIOCEN, PLEISTOCEN

U sjevernom dijelu Jadrana utvrđena su ležišta ugljikovodika u pliocensko-pleistocenskim naslagama i uglavnom se radi o biogenom metanu. U srednjem i južnom dijelu Jadrana nemamo tragove ugljikovodika zbog toga što je pliocensko-pleistocenska serija stijena puno tanja nego u dijelu sjevernog Jadrana (Balić i Malvić, 2013; Vaniček, 2013). Matične stijene su organskom tvari bogati šejlovi koji su termalno nezreli (VR_0 < 0.5%), ali ipak proizvode plin (Vulama, 1997). Kerogen je tipa II i III (Velić et al., 2015). Kolektorske stijene unutar najvećeg plinskog polja Ivana su pješčenjaci pleistocenske starosti, a strukturne zamke su blage antiklinale i brahi-antiklinale.

3 METODOLOGIJA BAZENSKOG MODELIRANJA

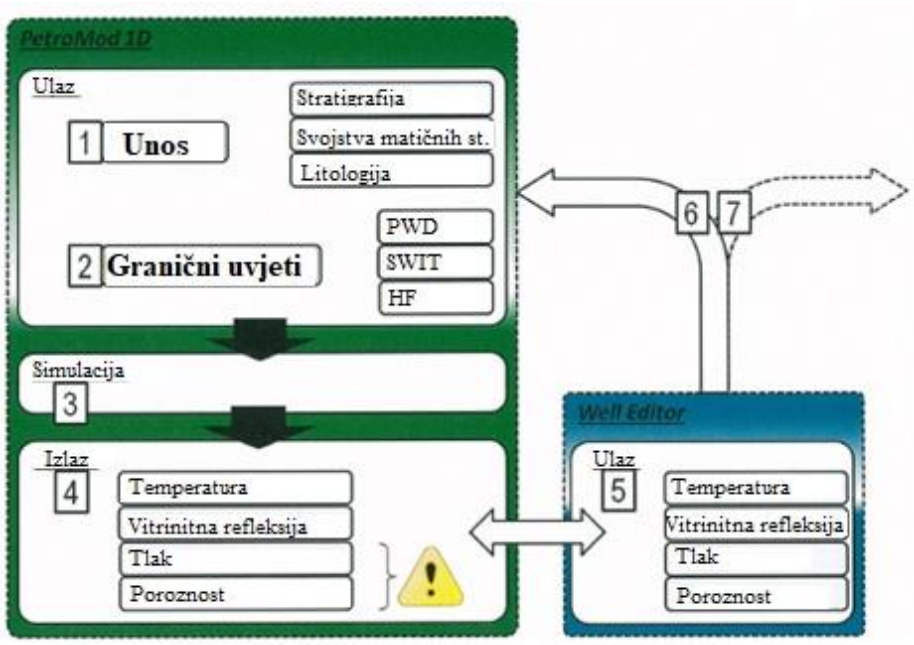
U svrhu izrade ovog rada, korišten je program PetroMod 2018. Pomoću programa PetroMod 2018 izvršena je interpretacija jednodimenzionalnog prikaza pomoću podataka iz bušotina čija su imena kodirana pod nazivima Well A, Well B i Well C.

3.1 PetroMod 2018

PetroMod 2018 je softver namjenjen bazenskom modeliranju tijekom geološkog vremena, a služi za predviđanje generiranja, migriranja, akumulacije i gubitaka ugljikovodika. Unošenjem bušotinskih i seizmičkih podataka te ostalih geoloških informacija, softver simulira i interpretira evoluciju taložnog bazena. Uz pomoć konstrukcije 1D, 2D i 3D modela, softver simulira različite promjene petrofizikalnih svojstava stijena kroz određeno geološko razdoblje. Uz simulaciju promjena petrofizikalnih svojstava, simulira i migraciju, dismigraciju i nakupljanje ugljikovodika te različite temperaturno-tlačne promjene. Izlazni modeli također mogu prikazivati trase migracije ugljikovodika kroz podzemlje i potencijalne zone nakupljanja ugljikovodika. Za izradu diplomskog rada korišteno je samo jednodimenzionalno modeliranje.

3.1.1 Jednodimenzionalno modeliranje

PetroMod 1D može se koristiti samostalno ili integrirano unutar 2D i 3D modela. Softver kombinira ulazne podatke, vrši simulaciju i daje izlazne podatke (Slika 3.1). Ulazni podatci se mogu unositi direktno u tablicu, izvodom iz 2D/3D modela ili direktno iz bušotina. Prvo se unose podatci o litološkom sastavu, starosti i geokemijskim svojstvima stijena (Slika 3.2).



Slika 3.1 Prikaz sustava unosa, simulacije i dobivanje izlaznih podataka u softveru PetroMod 2018 (prema Schlumberger 2013)

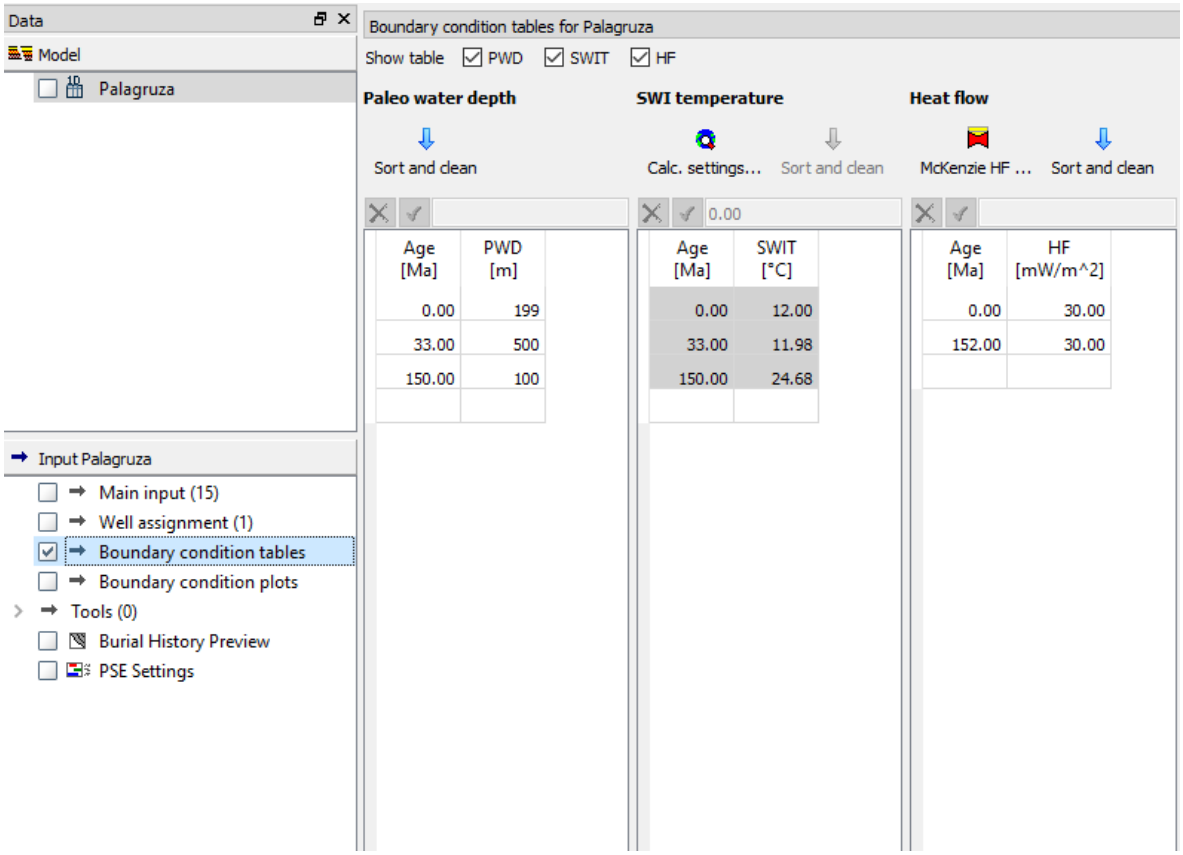
Main input for Palagruza

Present day input: Depth Thickness Show paleo balance Model from picks... Top names Layer names

Age [Ma]	Name top/well pick	Depth [m]	Thickness [m]	Event type	Name layer/event	Paleodep eros [r
0.01	Upper Pleistocene	199	271	Deposition	Upper Pleistocene	
1.80	Lower Pleistocen 1	470	50	Deposition	Lower Pleistocen 1	
2.00	Lower Pleistocen 2	520	65	Deposition	Lower Pleistocen 2	
2.58	Lower Pleistocen 3	585	185	Deposition	Lower Pleistocen 3	
3.60	Upper Pliocene	770	250	Deposition	Upper Pliocene	
5.33	Lower - Middle Pliocene	1020	52	Deposition	Lower - Middle Pliocene	
6.50	Upper Miocene (Messinian) 1	1072	23	Deposition	Upper Miocene (Messinian) 1	
7.00	Upper Miocene (Messinian) 2	1095	5	Deposition	Upper Miocene (Messinian) 2	
7.25	Upper Miocene (Messinian) 3	1100	15	Deposition	Upper Miocene (Messinian) 3	
11.63	Upper Miocene (Totonian)	1115	13	Deposition	Upper Miocene (Totonian)	
125.00	Lower Cretaceus (Aptian)	1128	92	Deposition	Lower Cretaceus (Aptian)	
129.40	Lower Cretaceus (Barremian)	1220	130	Deposition	Lower Cretaceus (Barremian)	
139.80	Lower Cretaceus (Valanginian) (Neocomian)	1350	665	Deposition	Lower Cretaceus (Valanginian) (Neocomian)	
152.00	Upper Jurassic (Malm) Tthonian	2015	378	Deposition	Upper Jurassic (Malm) Tthonian	
153.00	Upper Jurassic (Malm) Tthonian 2	2393				

Slika 3.2 Prikaz stratigrafske pripadnosti stijena unutar PetroMod 2018 1D softvera

Nakon toga, potrebno je psotaviti granične uvjete modeliranja. granični uvjeti modeliranja uključuju paleo-dubinu mora/okoliša *(engl. Paleo Water Depth - PWD)*, utjecaj temperature površinske vode na hlađenje podzemlja *(engl. Sediment-Water Interface Temperature - SWIT)* i toplinski tok *(engl. Heat Flow - HF)* (Slika 3.3).



Slika 3.3 Prikaz graničnih uvjeta unutar PetroMod 2018 1D softvera

Na kraju se unose tehnički podatci o bušotini. U prvom redu to su koordinate bušotine, udaljenost od ušća kanala bušotine do bilo koje dubine u bušotini, izraženo u dubini bušotine *(engl. Measured Depth - MD)*, vertikalna udaljenost od ušća kanala bušotine do srednje razine mora *(engl. Kelly Bushing - KB)* i vertikalna udaljenost od ušća kanala bušotine do bilo koje točke u bušotini *(engl. True Vertical Depth - TVD)*. Nakon toga slijedi simulacija i dobivanje izlaznih podataka.

4 BAZENSKO MODELIRANJE

Prilikom bazenskog modeliranja u softveru PetroMod 2018, osim ulaznih podataka (stratigrafske pripadnosti stijena) koji moraju biti što pouzdaniji i točniji, potrebno je i definirati ranije spomenute granične uvjete. Bez tih graničnih uvjeta nije moguće pokrenuti simulaciju te provesti 1D bazensko modeliranje. Lokacije bušotina prikazane su na slici 2.1.

4.1 Litološki sastav

Jedan od ulaznih podataka je i litološki sastav. Definiranjem litološkog sastava daje se softveru podatke o sastavu te poroznosti i propusnosti formacije/stijena. U softveru PetroMod 2018, litološki sastav možemo promatrati kao pojedinačni (npr. 100% vapnenac) ili miješani (npr. 50% vapnenac, 30% pješčenjak i 30% anhidrit). Tim slojevima se mogu dodavati i svojstva elemenata naftnogeološkog sustava *(engl. PSE – Petroleum System Elements).*

4.1.1 Litološki sastav za bušotinu Well B

Litološki sastav korišten u softveru PetroMod 2018 za bušotinu Well B prikazan je u tablicama s udjelima pojedinih stijena ili minerala za određeno vremensko razdoblje i dubinu na kojoj se nalazi taj sloj.

Tablica 4.1 Litološki sastav korišten u softveru PetroMod 2018 za bušotinu Well B

Vremensko razdoblje – kvartar (154 m – 235 m)	
Glinoviti materijal	100%
Vremensko razdoblje – mlađa kreda – cenoman (235 m – 940 m)	
Dolomit	50%
Vapnenac (wackestone/packestone)	45%
Šejl	5%

Neistraženi dio – prepostavljeno vremensko razdoblje – starija kreda (940 m – 1925 m)	
Vapnenac (pretpostavljeno)	80%
Dolomit (pretpostavljeno)	20%
Vremensko razdoblje – jura (1925 m – 3425 m)	
Dolomit	88%
Vapnenac	5%
Anhidrit	5%
Gips	5%
Vremensko razdoblje – jura (3425 m – 3825 m)	
Dolomit	95%
Šejl	5%
Vremensko razdoblje – starija jura (3825 m – 4525m)	
Dolomit	60%
Anhidrit	40%
Vremensko razdoblje – mlađi trijas, norik-ret (4525 m – 4560 m)	
Dolomit	70%
Anhidrit	30%
Vremensko razdoblje – mlađi trijas, norik-ret (4560 m – 4561 m) {TOC = 2,92%}	
Dolomit (organski bogatiji)	70%
Anhidrit	30%
Vremensko razdoblje – mlađi trijas, norik-ret (4561 m – 4965 m)	
Dolomit	50%
Konglomerat	30%
Anhidrit	20%
Vremensko razdoblje – mlađi trijas, karnik (4965 m – 5255 m)	
Dolomit	40%
Anhidrit	30%
Vapnenac	15%
Pješčenjak bogat glinom	7,5%
Siltit	7,5%

Vremensko razdoblje – srednji trijas, ladinik (5255 m – 5260 m) {TOC = 0,5%}	
Dolomit (organski bogatiji)	100%
Vremensko razdoblje – srednji trijas, ladinik (5260 m – 5400 m)	
Vapnenac	40%
Dolomit	30%
Pješčenak (bogat karbonatnom komponentom)	10%
Madston	10%
Siltit	10%
Vremensko razdoblje – srednji trijas, anizik (5400 m – 5469 m) {TOC = 0,9%}	
Dolomit	40%
Anhidrit	40%
Vapnenac (TOC 1-2%)	20%
Vremensko razdoblje – srednji trijas, anizik (5469 m – 5551 m)	
Dolomit	40%
Anhidrit	40%
Vapnenac	20%
Vremensko razdoblje – srednji trijas, anizik (5551 m – 5615 m) {TOC = 0,55%}	
Dolomit	35%
Anhidrit	35%
Madston	20%
Halit	5%
Lapor	5%
Vremensko razdoblje – srednji trijas, ladinik (5615 m – 5675 m) {TOC = 0,8%}	
Vapnenac bogat glinom	50%
Lapor	45%
Halit	5%
Vremensko razdoblje – srednji trijas, ladinik (5675 m – 6120 m)	
Halit	95%
Lapor	5%

Vremensko razdoblje – srednji trijas, ladinik (6120 m – 6515 m) {TOC = 0,5%}	
Halit	35%
Dolomit (organski bogatiji)	25%
Vapnenac (TOC 1-2%)	25%
Pješčenjak	15%
Vremensko razdoblje – stariji trijas, induan (6515 m – 6519 m)	
Dolomit	60%
Šejl	35%
Tuf	5%

4.1.2 Litološki sastav za bušotinu Well C

Litološki sastav procijenjen za bušotinu Well C prikazan je u tablicama s udjelima pojedinih stijena ili minerala u naslagama određenog vremenskog razdoblja i dubinskog raspona naslaga.

Tablica 4.2 Litološki sastav stijena procijenjen za bušotinu Well C

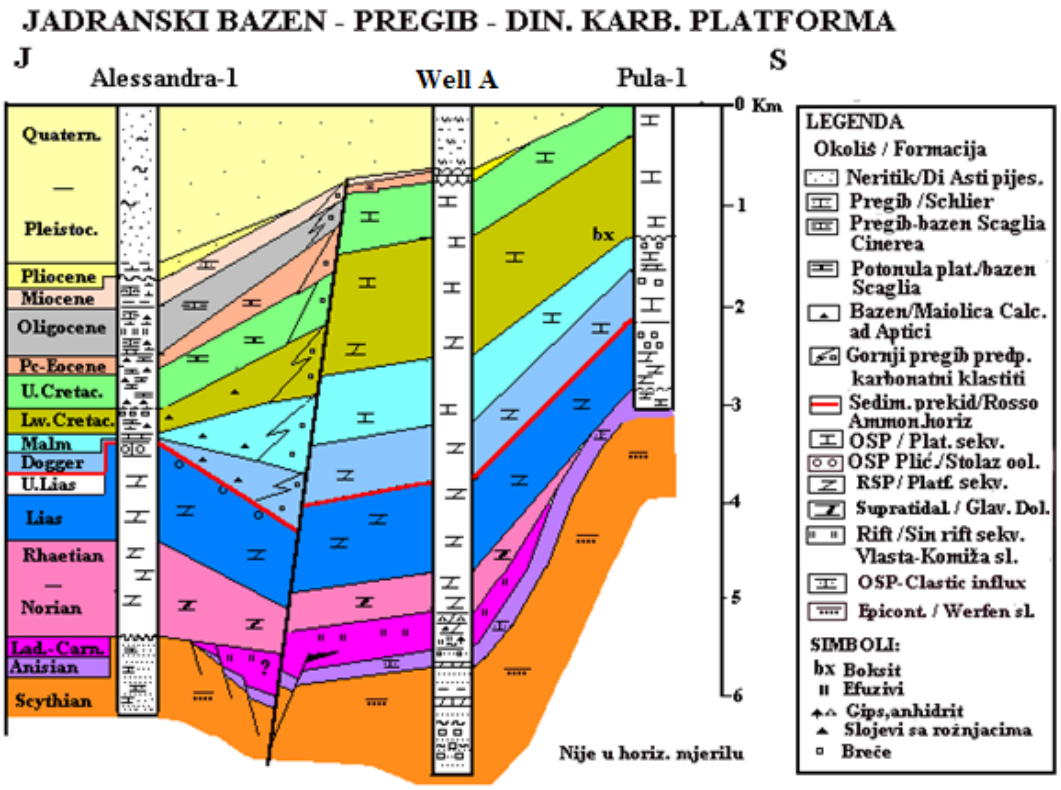
Vremensko razdoblje – kvartar, mlađi pleistocen (199 m – 470 m)	
Siltit	50%
Laporoviti šejl	40%
Pješčenjak	10%
Vremensko razdoblje – kvartar, stariji pleistocen (470 m – 520 m)	
Siltit	50%
Siltozno-glinoviti lapori	30%
Pješčenjak	20%
Vremensko razdoblje – kvartar, stariji pleistocen (520 m – 585 m)	
Siltit	100%
Vremensko razdoblje – kvartar, stariji pleistocen (585 m – 770 m)	
Siltit	40%
Šejl	30%
Lapor	30%
Vremensko razdoblje – neogen, mlađi pliocen (770 m – 1020 m)	

Siltit	40%
Glinoviti siltit	30%
Lapor	30%
Vremensko razdoblje – neogen, srednji/stariji pliocen (1020 m – 1072 m)	
Lapor	60%
Glinoviti lapor	20%
Glinoviti siltit	10%
Siltit	10%
Vremensko razdoblje – neogen, miocen - mesin (1072 m – 1095 m)	
Lapor	60%
Vapneni lapor	40%
Vremensko razdoblje – neogen, miocen - mesin (1095 m – 1100 m)	
Halit	100%
Vremensko razdoblje – neogen, miocen - mesin (1100 m – 1115 m)	
Lapor	50%
Vapnenac	50%
Vremensko razdoblje – neogen, miocen - torton (1115 m – 1128 m)	
Vekston, pekston	50%
Madston	50%
Vremensko razdoblje – starija kreda, apt (1128 m – 1220 m)	
Šejlni vapnenac	45%
Madston	45%
Gips	10%
Vremensko razdoblje – starija kreda, barem (1220 m – 1350 m)	
Šejlni vapnenac	45%
Madston	40%
Gips	15%
Vremensko razdoblje – starija kreda, valendis/berijas (1350 m – 2015 m)	
Šejlni vapnenac	45%
Grainstone	25%

Vekston, pekston	20%
Gips	10%
Vremensko razdoblje – starija jura, titon (2015 m – 2393 m)	
Madston	50%
Grainston	25%
Vekston, pekston	20%
Gips	5%

4.1.3 Litološki sastav za bušotinu Well A

Litološki sastav naslaga u bušotini Well A prikazan je u tablici 4.3 s udjelima pojedinih stijena ili minerala u naslagama određene starosti i dubine zalijeganja. Podatci su pretpostavljeni na temelju podatka publiciranih u radu Grandić et al. 1999 (Slika 4.1).



Slika 4.1 Izvor podataka za bušotinu Well A (Grandić et al., 1999)

Tablica 4.3 Litološki sastav korišten u softveru PetroMod 2018 za bušotinu Well A

Vremensko razdoblje – kvartar (0 m – 600 m)	
Pješčenjak	50%
Šejl	50%
Vremensko razdoblje – neogen, miocen (600 m – 662,5 m)	
Šejl	70%
Pješčenjak	30%
Vremensko razdoblje – paleogen, paleocen/eocen – (662,5 m – 725 m)	
Glinoviti vapnenac	100%
Vremensko razdoblje – mlađa kreda (725 m – 1281,5 m)	
Mikritni vapnenac	100%
Vremensko razdoblje – starija kreda (1281,5 m – 2510 m)	
Vapnenac (TOC 1-2%)	60%
Dolomit	40%
Vremensko razdoblje – mlađa jura, malm (2510 m – 3218 m)	
Vapnenac (TOC 1-2%)	100%
Vremensko razdoblje – srednja jura, dogger (3218 m – 3781 m)	
Dolomit	80%
Mikritni vapnenac	20%
Vremensko razdoblje – starija jura, lijas (3781 m – 4750 m)	
Dolomit	80%
Mikritni vapnenac	20%
Vremensko razdoblje – mlađi trijas, norik/ret (4750 m – 5125 m)	
Dolomit	100%
Vremensko razdoblje – srednji/mlađi trijas, ladinik/karnik (5125 m – 5562,5 m)	
Dolomit	40%
Anhidrit	25%
Pješčenjak	10%
Efuzivi	10%
Čert	10%
Gips	5%

Vremensko razdoblje – srednji trijas, anizik (5562,5 m – 5750 m)	
Breče	30%
Mikritni vapnenac	25%
Dolomit	25%
Pješčenjak	20%
Vremensko razdoblje – stariji trijas, skit (5750 m – 6725 m)	
Pješčenjak	40%
Šejl	20%
Breče	20%
Dolomit	10%
Vapnenac	10%

4.2 Granični uvjeti

Ganični uvjeti *(engl. boundary conditions)* su zbir parametara pomoću kojih model približavamo stvarnim uvjetima koji su nekada postojali u geološkoj prošlosti tj. približavamo ga okološima za pojedina geološka razdoblja.

U granične uvjete svrstavamo:

1. Paleo-dubina mora/okoliša *(engl. Paleo Water Depth – PWD)*
2. Utjecaj temperature površinske vode na hlađenje podzemlja *(engl. Sediment-Water Interface Temperature – SWIT)*
3. Toplinski tok *(engl. Heat Flow – HF)*

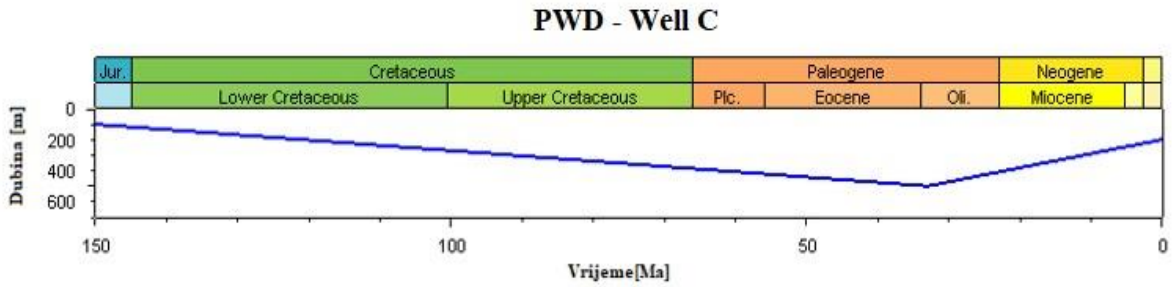
4.2.1 Paleo-dubina mora/okoliša

Paleo-dubina mora/okoliša predstavlja dubinu vode taložnog okoliša pri taloženju naslaga tijekom određenog geološkog razdoblja. Podatci o PWD-u se mogu dobiti na temelju različitih fosilnih zajednica (npr. bentičke foraminifere – daju najbolje podatke o paleo-dubini vode u plitkovodnim okolišima ili npr. nanofosili – indikatori dubokovodnih okoliša), 2D i 3D seizmičkih podataka određenog prostora te pomoću kvalitetnih bušotinskih podataka (litološki sastav).

Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša u geološkoj prošlosti (PWD) za bušotine Well C (Tablica 4.4, Slika 4.2) i Well B (Tablica 4.5, Slika 4.3) te Well A (Tablica 4.6, Slika 4.4) procjenjene su na temelju podataka iz dokumentacije INA d.d..

Tablica 4.4 Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (Well C)

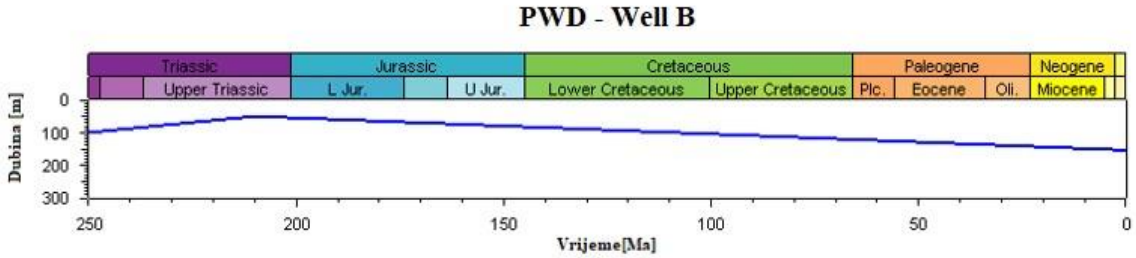
STAROST (Ma)	PWD (m)
0	199
33	500
150	100



Slika 4.2 Dubina morske razine na istražnom području bušotine Well C tijekom geološke prošlosti

Tablica 4.5 Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (Well B)

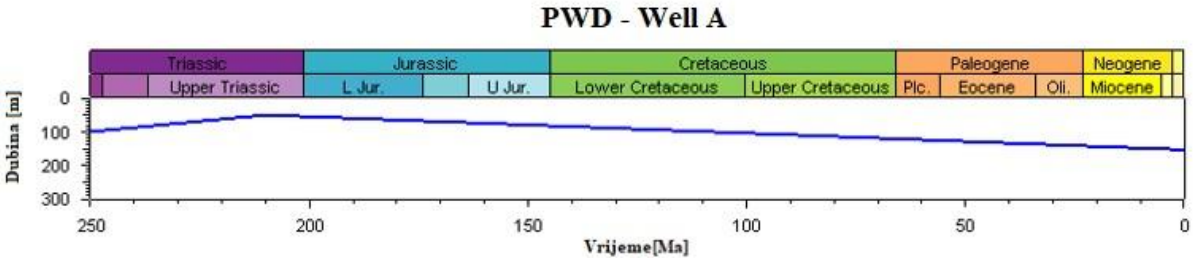
STAROST (Ma)	PWD (m)
0	154
210	50
250	100



Slika 4.3 Dubina morske razine na istražnom području bušotine Well B tijekom geološke prošlosti

Tablica 4.6 Vrijednosti dubine mora/sedimentacijskog okoliša tijekom geološke prošlosti (Well A)

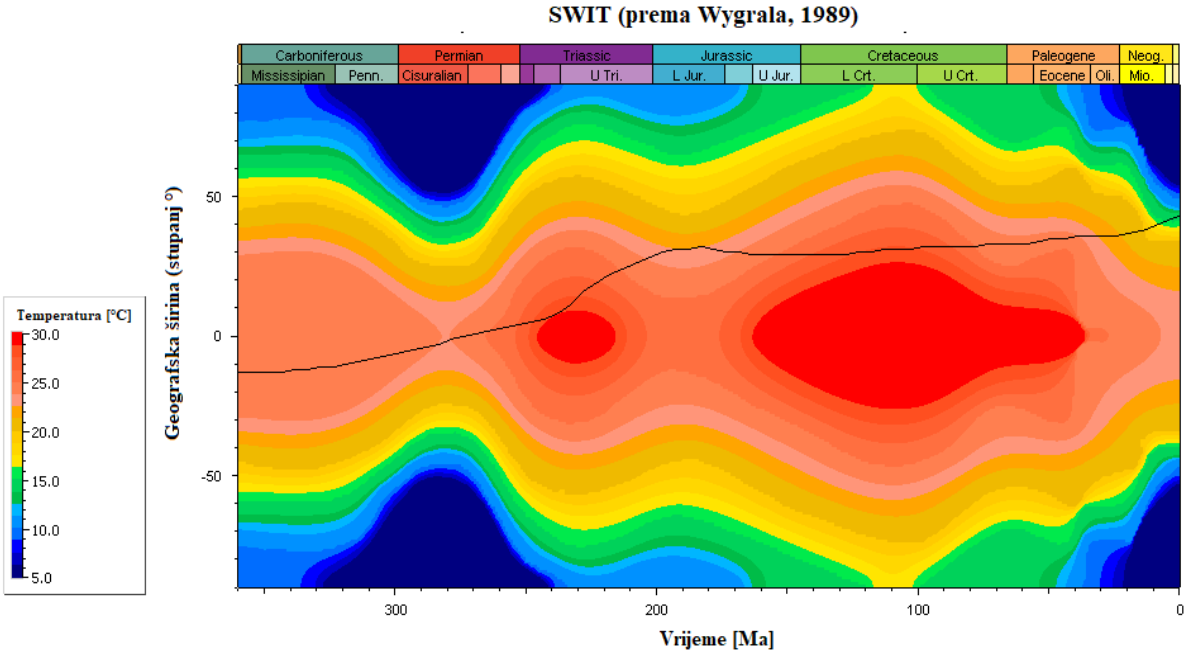
STAROST (Ma)	PWD (m)
0	0
100	50
150	100
237	50



Slika 4.4 Dubina morske razine na istražnom području bušotine Well A tijekom geološke prošlosti

4.2.2 Utjecaj temperature površinske vode na hlađenje podzemlja

Utjecaj temperature površinske vode na hlađenje podzemlja *(engl. SWIT – Sediment Water Interface Temperature)* je faktor koji određuje temperaturu prostora između površine mora i dna taložnog prostora. SWIT predstavlja gornju granicu toplinskog toka. Unutar softvera PetroMod 2018 prikazana je promjena prema geografskoj širini istražnog područja i njezinoj oscilaciji kroz geološko vrijeme, a vrijednost geografske širine uzete za izradu ovoga rada, tj. za sve tri bušotine iznosi 44° (Slika 4.5).



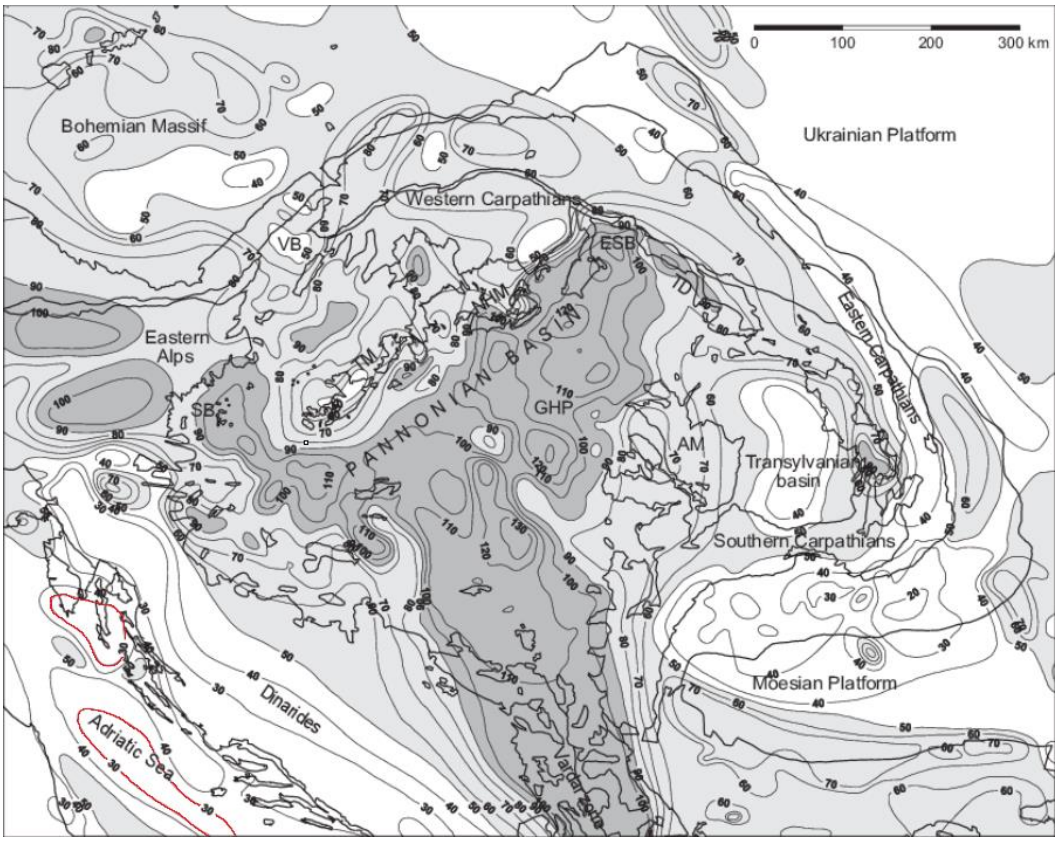
Slika 4.5 Prikaz auto SWIT parametra u odnosu na geografsku širinu kroz geološko vrijeme u programu PetroMod 2018 (prema Wygrala, 1989).

4.2.3 Toplinski tok

Toplinski tok *(engl. Heat Flow - HF)* je prijenos toplinske energije iz Zemljine unutrašnosti prema površini. Iznos toplinskog toka i njegova distribucija određeni su različitim termalnim i mehaničkim procesima u unutrašnjosti Zemlje (kora i plašt). Glavni izvor toplinske energije proizlazi iz hlađenja Zemljine kore i raspada radioaktivnih elemenata torija, uranija,

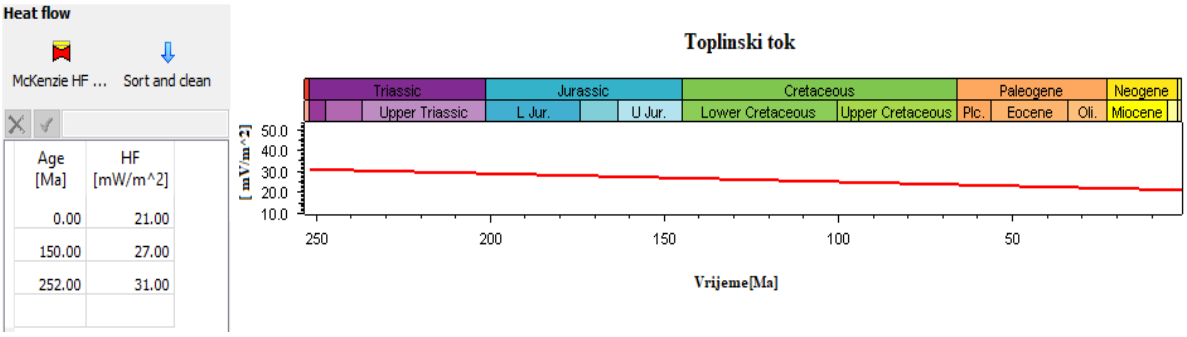
kalija u stijenama, pri čemu se generira toplina na dubinama od 20 do 40 km. Prema Kauerauf (2009), ova dva uzroka generiranja energije imaju različite postotke doprinosa toplinskome toku, pa poluraspad radioaktivnih elemenata pridonosi toplinskome toku čak 83%, a hlađenje Zemljine kore 17%. Konvekcija i kondukcija su glavni procesi prijenosa topline. Konvekcija je zaslužna za prijenos topline koristeći tekuće medije kao što su tekući ugljikovodici ili hidrotermalne otopine, a kondukcija predstavlja glavni proces kontaktnog prijenosa topline u plićim dijelovima litosfere.

Vrijednosti recentnog toplinskog toka na slici 4.6 definirali su Lenkey i suradnici (2002) na temelju izračuna podataka iz bušotina. Podataka o vrijednosti paleotoplinskog toka nema, te su vrijednosti uprosječene na temelju pretpostavke o kretanju vrijednosti kroz geološku prošlost na globalnoj razini.

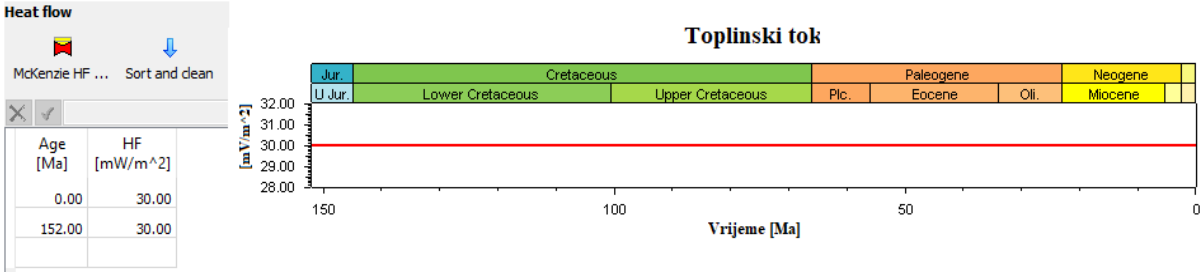


Slika 4.6 Karta prikaza recentnog toplinskog toka na području Panonskog bazena. Crvene izoterme pokazuju vrijednosti 30 mW/m2 (prilagođeno prema Lenkey i dr., 2002).

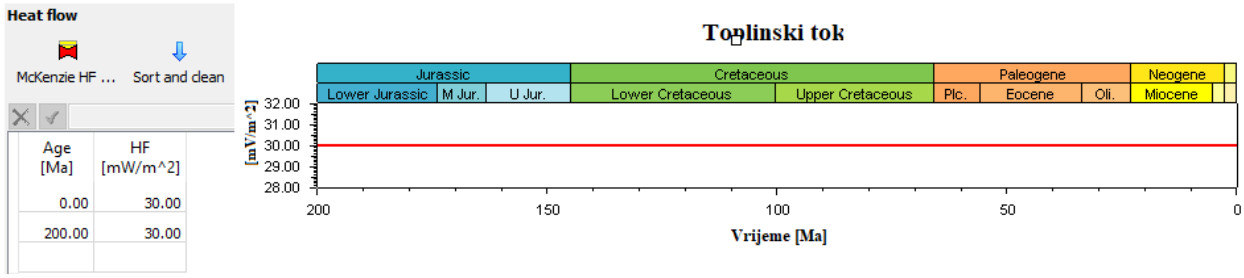
Vrijednost toplinskog toka (HF) koji je korišten za izradu modela Well C vidimo na Slika 4.7, za bušotinu Well B vrijednost toplinskog toka možemo vidjeti na Slika 4.8 i Well A na Slika 4.9.



Slika 4.7 Vrijednost toplinskog toka kroz geološku prošlost za bušotinu Well B



Slika 4.8 Vrijednost toplinskog toka kroz geološku prošlost za bušotinu Well C



Slika 4.9 Vrijednost toplinskog toka kroz geološku prošlost za bušotinu Well A

5 REZULTATI

5.1 Jednodimenzionalni bazenski model – bušotina Well C

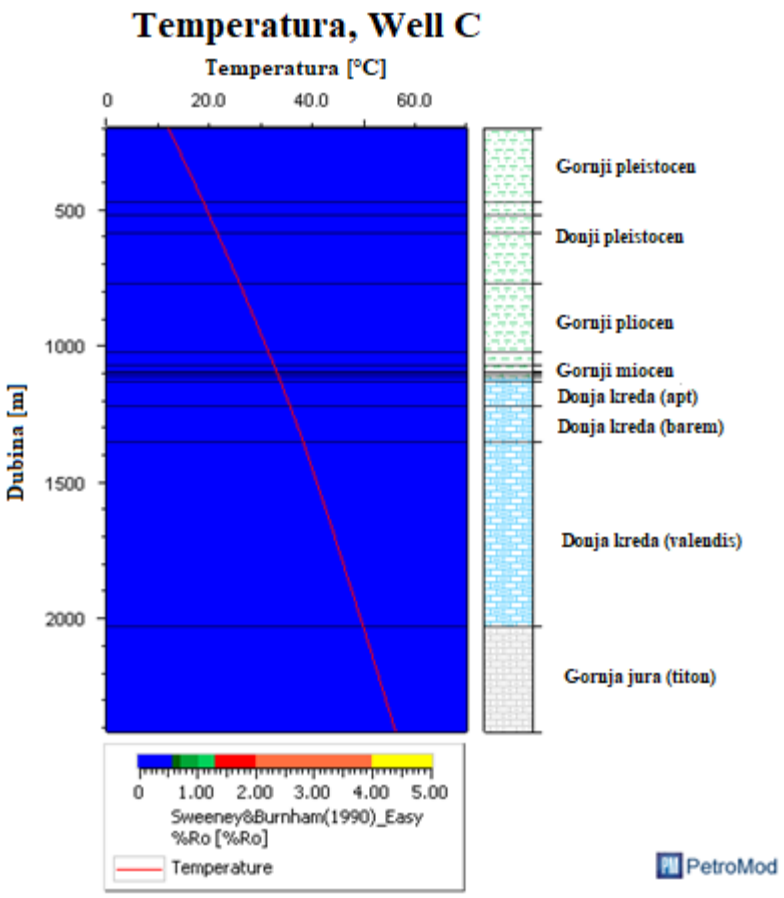
Izrada ovoga diplomskog rada započeta je prikazom jednodimenzionalnog modela bušotine Well C smještene na sjevernom dijelu južnog Jadrana. Prema Velić (2007) južnojadranski istražni blok obuhvaća područje od razdjelnice koja počinje na polovici udaljenosti između Visa i Korčule te idući dalje prema jugu i jugoistoku, uključujući otoke Korčulu i Lastovo. Nabušena je maksimalna dubina od 2393 m. Zadnja nabušena serija stijena su madstoni, pekstoni i grejnstoni s tragovima gipsa gornjojurske starosti (titon).

Jednodimenzionalni prikaz profila bušotine Well C načinjen je prema prodatcima iz završnog geološkog izvještaja (INA – Naftaplin, 1984).

Stratigrafski slijed horizonata prikazan je u tablicama (Tablica 4.1, Tablica 4.2, Tablica 4.3), a ti podatci su ujedno poslužili kao ulazni parametri za prikaz jednodimenzionalnog modela bušotine Well C. Starost je određena pomoću biostratigrafskih i paleontoloških istraživanja na uzorcima dobivenim jezgrovanjem ili s vibracijskih sita pomoću isplake. U bušotini nisu utvrđene akumulacije ugljikovodika iz razloga što nam nedostaju ključni "play" parametri poput ležišnih i pokrovnih stijena te mogućnosti uzamčenja.

Geokemijska istraživanja na uzrocima pokazala su da TOC unutar paleogenskih i neogenskih naslaga iznosi od 0,03% do 0,42% dok je u mezozojskim naslagama još i manji te prosječno iznosi 0,05%. Iz toga razloga uzorci nisu podvrgnuti "Rock – Eval" analizi.

Nema podataka koji bi omogućili procjenu temperature u podzemlju te nemogućnost kalibracije temperature s podatcima iz bušotine dovodi u pitanje točnost procijenjenih vrijednosti temperature.



Slika 5.1 Vrijednosti temperature u bušotini Well C

Vrijednosti vitrinitne refleksije također nisu poznate. Umjesto vitrinitne refleksije dostupni su podatci o indeksu termalne promjene (TAI). TAI je potamnjenje organske tvari od žute prema crnoj boji prilikom analize u prolaznoj svjetlosti u skali od 1 do 5 stupnjeva, tj. parametar zrelosti kerogena (Velić, 2007). Prema Waplesu (1985), indeks termalne promjene možemo usporediti s vrijednosti vitrinitne refleksije (Tablica 5.1).

Tablica 5.1 Tablica usporedba vrijednosti vitrinitnih refleksija s parametrima zrelosti kerogena (Waples, 1985).

Vitrinitna refleksija R_o [%]	**Indeks termalne promjene [TAI]**	**Piroliza $T_{max.}$ [°C]**
0,40	2,0	420
0,50	2,3	430
0,60	2,6	440

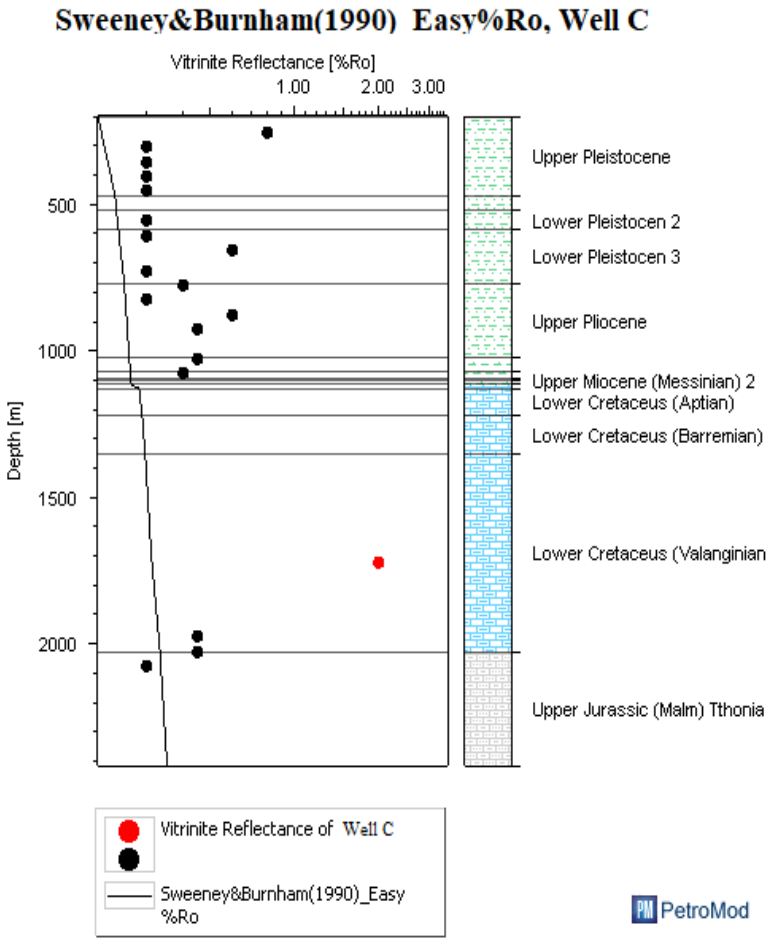
0,80	2,8	450
1,00	3,0	460
1,20	3,2	465
1,35	3,4	470
1,50	3,5	480
2,00	3,8	500
3,00	4,0	500+
4,00	4,0	500+

Vrijednosti vitrinitne refleksije dobivene iz vrijednosti indeksa termalne promjene prema korelaciji danoj u tablici 5.1 za Well C dani su u tablici 5.2.

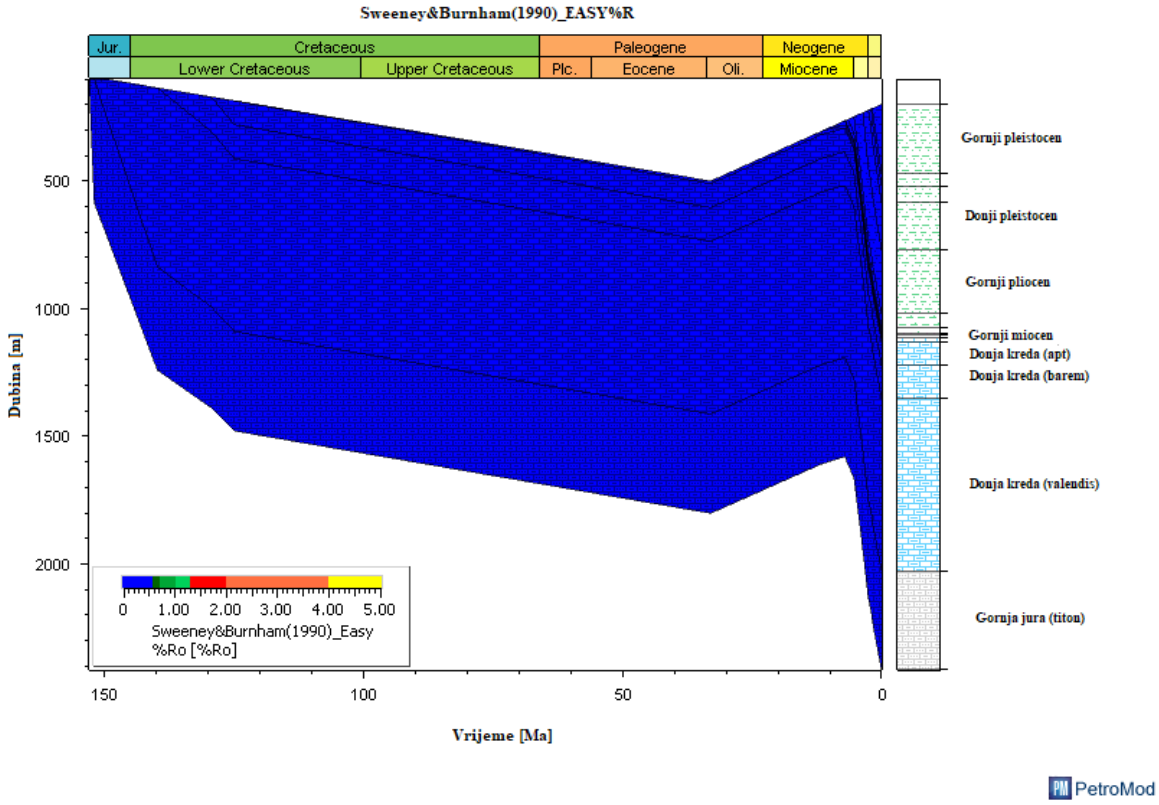
Tablica 5.2 Vrijednosti vitrinitne refleksije za 1D model bušotine Well C

Vitrinitna refleksija	
Dubina (m)	Ro (%)
280	0,8
330	0,3
380	0,3
430	0,3
480	0,3
580	0,3
630	0,3
680	0,6
750	0,3
800	0,4
850	0,3
900	0,6
950	0,45
1050	0,45
1100	0,4
1750	2
2000	0,45
2050	0,45
2100	0,3

Jednodimenzionalni bazenski model bušotine Well C potrebno je kalibrirati što znači podešavati granične uvjete i ponovno napraviti simulaciju. Crna krivulja predstavlja vrijednosti modelirane softverom PetroMod, dok crni kružići predstavljaju vrijednosti temperature iz bušotinskih podataka dok crveni kružić predstavlja veliko odstupanje koje je vjerojatno posljedica pogreške mjerenja. Kalibracija vrijednosti R_0 manja od 0,4 je nepouzdana. Prema Slika 5.2 može se vidjeti određenja odstupanja od modelirane vrijednosti. Dijagram zalijeganja s vrijednostima vitrinitne refleksije prikazan je na Slika 5.3.



Slika 5.2 Prikaz porasta vitrinitne refleksije u bušotini Well C



Slika 5.3 Vrijednosti vitrinitne refleksije na dijagramu zalijeganja u bušotini Wel C

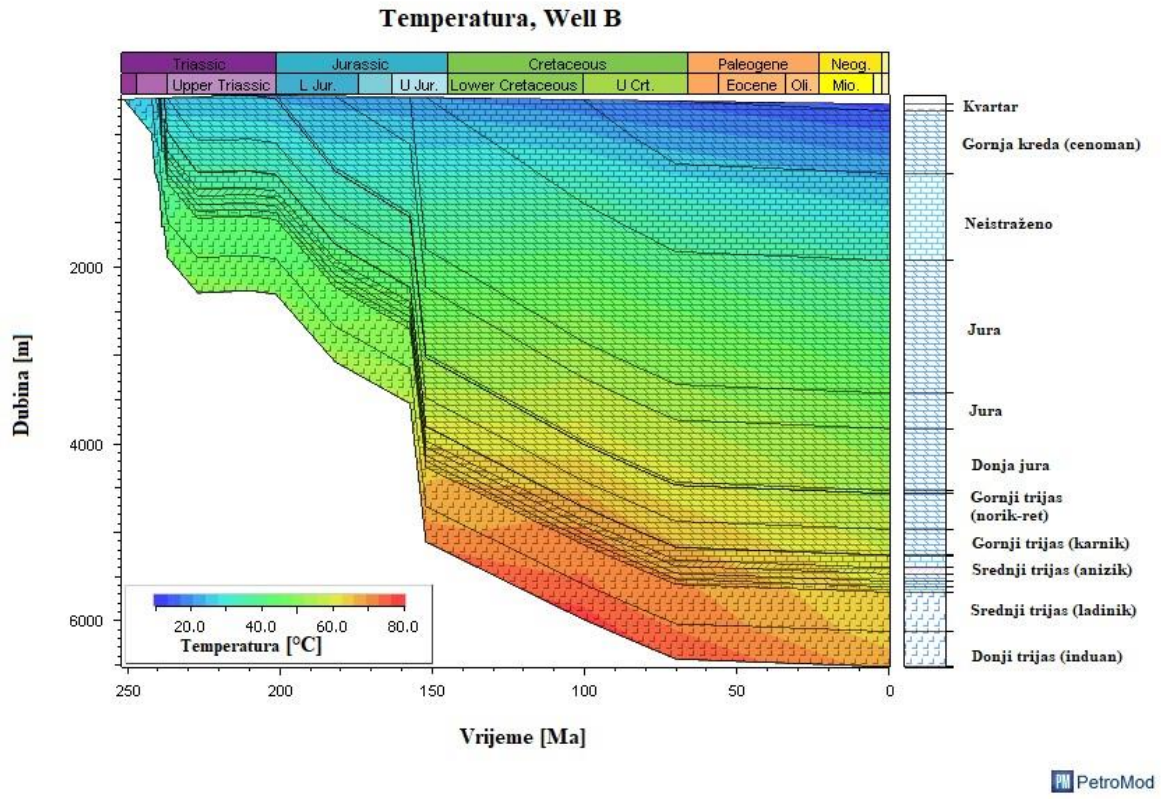
5.2 Jednodimenzionalni bazenski model – bušotina Well B

Bušotina Well B smještena je na južnom dijelu srednjeg Jadrana. Srednjojadransko podmorje se proteže od okomice koja približno spaja Šibenik i liniju razgraničenja hrvatskog i talijansko istražnog prostora pa sve do razdjelnice između Visa i Korčule. Nabušena je maksimalna dubina od 6519 m, pri čemu je nabušen horizont donjeg trijasa (induan). Jednodimenzionalni prikaz profila bušotine Well B načinjen je prema prodatcima iz završnog geološkog izvještaja (INA – Naftaplin, 1990). Primarni zadatak ove bušotine bio je da nabuši karbonatne naslage permske starosti te utvrdi eventualno prisustvo ugljikovodika u njima. Starosna raspodjela horizonata prikazana je u Tablica 4.1. Problemi s kojima su se susreli bušači i geolozi tijekom izrade ove duboke bušotine su gubitci isplake, nestabilnost kanala bušotine u tektonski poremećenim naslagama kredne starosti, visoki tlakovi i raspucalost karbonatnih

stijena. Prilikom određivanja ulaznih podataka, informacije o litološkom sastavu nabušenih stijena na dubini od 940 m do 1925 m su nepoznate, stoga je litološki sastav procijenjen na temelju slike 4.1 (Grandić et al., 1999). Prilikom izrade modela, usporedno je napravljen model podzemlja bez rasjedanja i model s rasjedanjem (*engl - thrust model*) te je u radu prikazan model s rasjedanjem koji bolje opisuje stvarne uvjete u podzemlju. Po prvi puta utvrđene su akumulacije ugljikovodika u naslagama gornjeg trijasa te matične stijene relativno malog generativnog potencijala iste starosti.

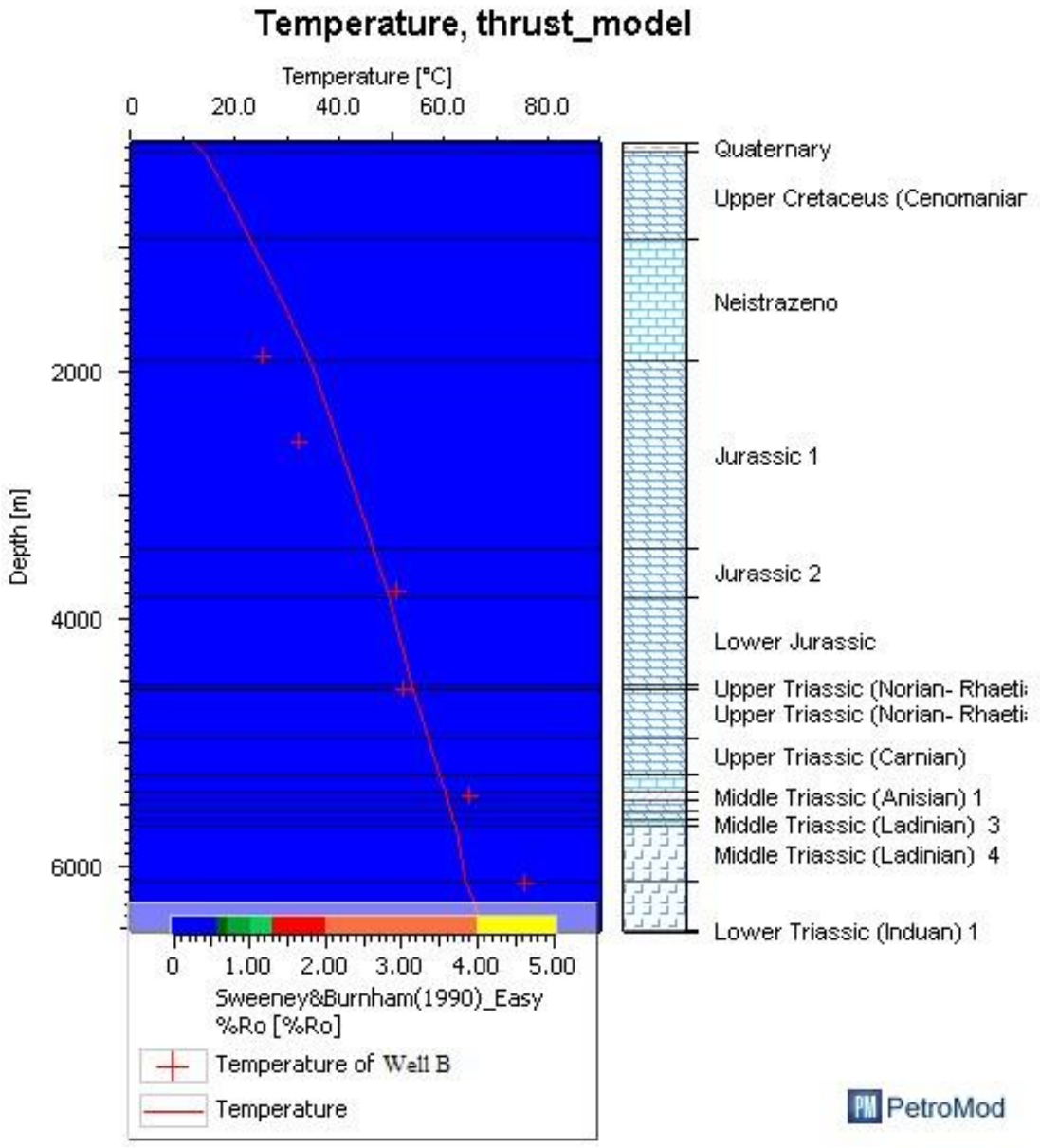
Gornjotrijaske naslage imaju TOC vrijednosti 2,92%, a srednjotrijaske 0,5% - 0,9%. Prema INA - naftaplin (1989), određeno je da se radi o kerogenu tipa II.

Unutar bušotine Well B izvršena su kontinuirana mjerenja temperature prilikom čega je maksimalna temperatura od 78°C zabilježena na dubini od 6200 m. Na Slika 5.4 vidimo dijagram zalijeganja s vrijednostima temperature. Na osnovi parametara zrelosti i vitrinitne refleksije ocijenjeno je da su matične stijene intervala 5403 m – 5640 m u fazi početne zrelosti ili u stadiju "ranog naftnog prozora" (Velić, 2007).



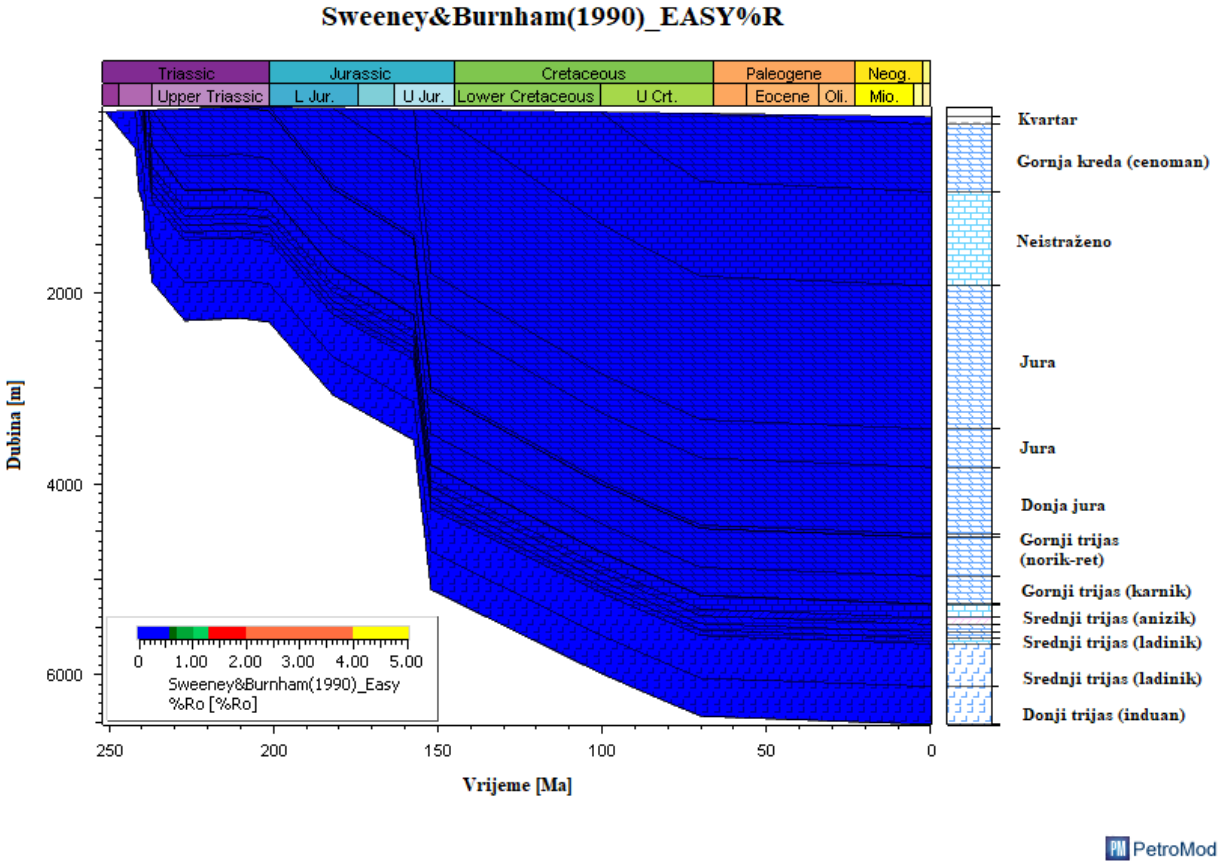
Slika 5.4 Dijagram zalijeganja naslaga i promjene temperature tijekom geološko vremena za bušotinu Well B

Jednodimenzionalni bazenski model bušotine Well B također je potrebno kalibrirati što znači podešavati granične uvjete i ponovno simulirati model. Crvena krivulja predstavlja vrijednosti temperature modelirane softverom PetroMod, dok crveni križići predstavljaju vrijednosti temperature iz bušotinskih podataka. Na dijagramu (Slika 5.5) pored temperature uvrštene su i vrijednosti vitrinitne refleksije te se Ro nalazi negdje unutar raspona 0-0,55 %.



Slika 5.5 Vrijednosti temperature s podatcima o vitrinitnoj refleksiji unutar bušotine Well B

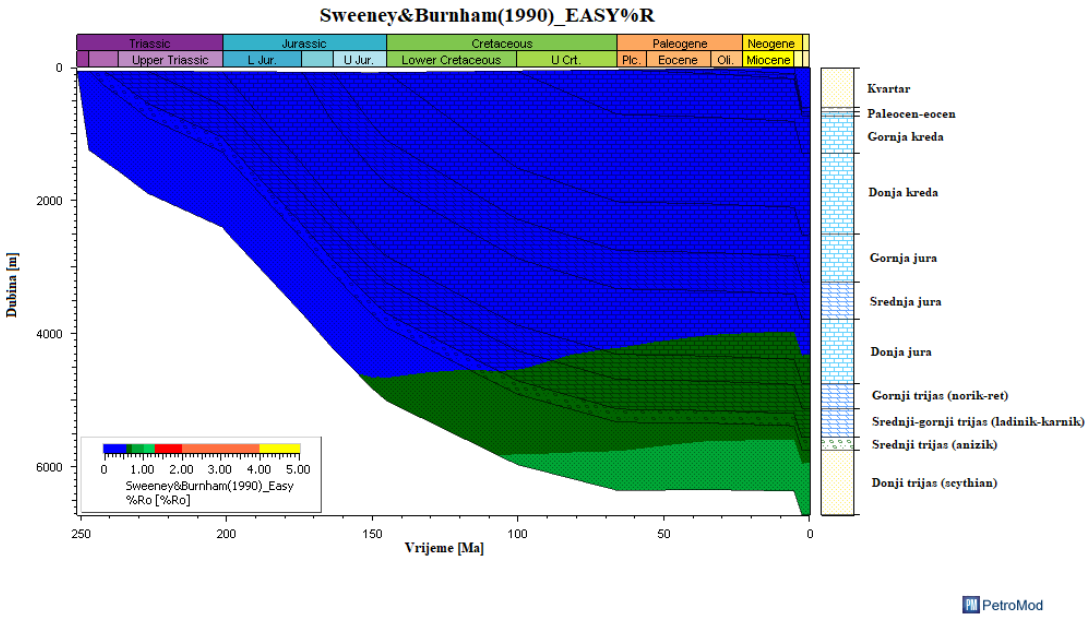
Vrijednosti vitrinitne refleksije mjerene na uzorcima nisu poznate. Umjesto vitrinitne refleksije dostupni su podatci o temperaturi pri kojoj tijekom pirolize dolazi do maksimalnog izdvajanja ugljikovodika (T_{max}). S porastom zrelosti kerogena raste i T_{max}, a on je izlazni rezultat iz "Rock-Eval" analize (Velić, 2007). "Rock-Eval" je instrument koji se koristi za pirolizu uzorka matičnih stijena. Piroliza je jedna od metoda koja služi za određivanje tipova matičnih stijena i njihovog naftno-plinskog potencijala (Velić, 2007). Prema Waplesu (1985), T_{max} se može korelirati s vrijednosti vitrinitne refleksije (Tablica 5.1). Dijagram zalijeganja s izlaznim podatcima o vitrinitnoj refleksiji prikazan je na Slika 5.6.



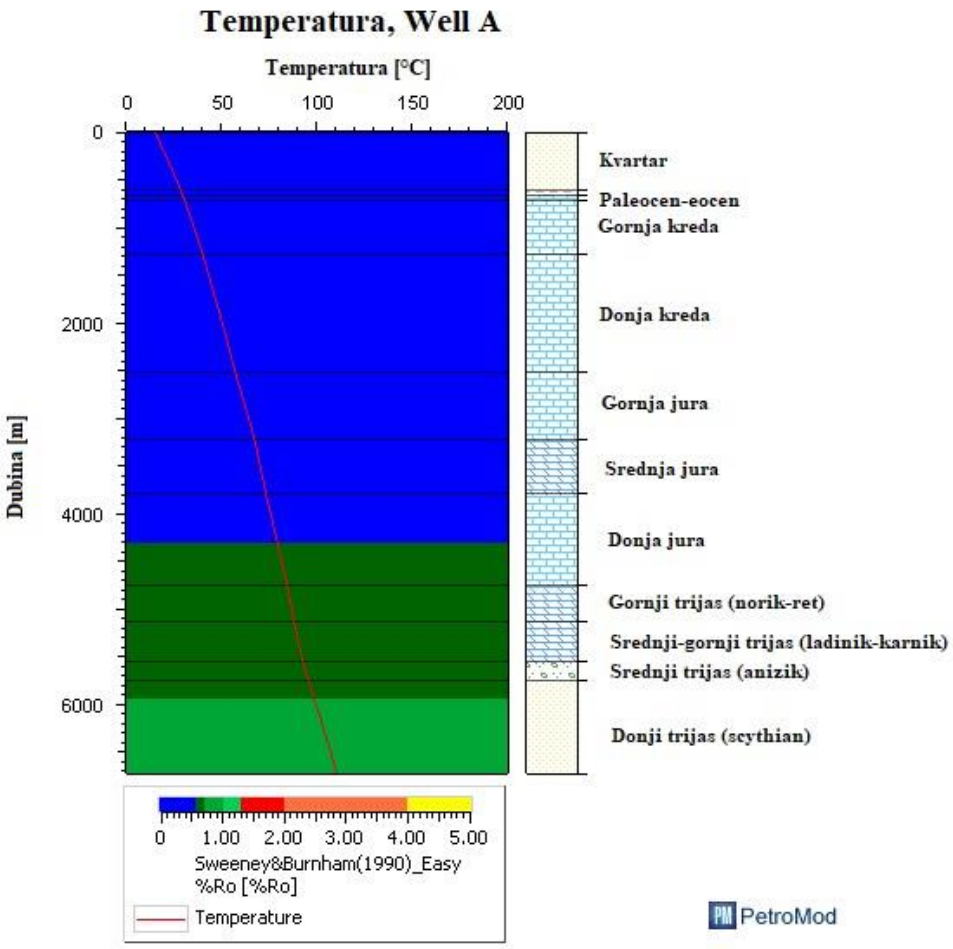
Slika 5.6 Promjena vitrinitne refleksije naslaga probušenih bušotinom Well B tijekom geološkog vremena

5.3 Jednodimenzionalni bazenski model – bušotina Well A

Bušotina Well A pripada prostoru sjevernog Jadrana. Prostor sjevernog Jadrana proteže se sve do okomite linije koja spaja Šibenik i liniju razgraničenja hrvatskog i talijanskog područja istraživanja (Velić, 2007). Prilikom bušenja, nabušena je maksimalna dubina od 6725 m pri čemu je nabušen donjotrijaski horizont. Dostupni podatci su bili lokacija bušotine (Slika 2.1) i litološki stup (Slika 4.1), pa prema tome i procjena litološkog sastava i samo modeliranje je pretpostavljeno tj. rezultati modeliranja ove bušotine su najnesigurniji jer se radi o ulaznim parametrima preuzetima iz publiciranog izvora. Starosna raspodjela horizonata prikazana je u Tablica 4.3. Mjerenja temperature za kalibraciju unutar bušotine nisu bila dostupna. Na Slika 5.7 prikazan je dijagram promjene vitrinitne refleksije. Na Slika 5.8 nalazi se dijagram zalijeganja s podatcima o modeliranoj vitrinitnoj refleksiji. Na dijagramima se može pomoću vitrinitne refleksije uočiti da se horizonti trijaske starosti mogu potencijalno nalaziti unutar naftnog prozora. Prema Velić (2007) za većinu kerogena početak generiranja nafte stavlja se u blizinu R_o=0,5% dok je točka za maksimalno izdvajanje nafte na oko 0,9%.



Slika 5.7 Dijagram promjene vitrinitne refleksije naslaga nabušenih bušotinom Well A tijekom geološkog vremena



Slika 5.8 Dijagram promjene temperature s dubinom za bušotinu Well A

6 ZAKLJUČAK

U okviru ovog diplomskog rada načinjeno je 1D bazensko modeliranje bušotina smještenih u različitim dijelovima Jadrana tj. napravljeni su jednodimenzionalni bazenski modeli sjevernog, srednjeg i južnog dijela Jadrana.

Proučavajući hrvatski dio Jadranskog podmorja, stijene se načelno može podijeliti u četiri megasekvencije: podloga platforme mlađe karbonske do starije jurske starosti, jadranska karbonatna platforma starije trijaske do mlađe kredne starosti, krovina jadranske karbonatne platforme paleogenske do neogenske starosti i četvrta megasekvencija pliocensko-holocenske starosti.

Bušotina Well A nalazi se na području sjevernog Jadrana. Područje sjevernog Jadrana karakterizirano je matičnim stijenama mezozojske i miocenske starosti te malim dubinama mora i malim dubinama zalijeganja sedimentnih stijena. Zbog nedostupnosti velike količine podataka te procjene na temelju litostratigrafskog stupa, 1D model podezemlja bušotine Well A je samo djelomično pouzdan zbog toga što se radi o ulaznim parametrima preuzetim iz publiciranog izvora. Parametri zrelosti upućuju da su matične stijene unutar naftnog prozora. Do danas provedena istraživanja na području sjevernog jadrana ukazala su na veliki ugljikovodični potencijal, osobito za generiranje prirodnog plina.

Serija stijena trijaske starosti unutar bušotine Well B koja se nalazi na južnom dijelu srednjeg Jadrana, ima malu vjerojatnost da će proizvoditi ugljikovodike. Potencijalne matične stijene su dolomiti s vrijednostima TOC do 3%. Na temelju parametara zrelosti utvrđeno je da su matične stijene u ranoj fazi zrelosti i da mala količina nafte pridobivena iz bušotine potječe iz spomenutih matičnih stijena.

Idući prema jugu tj. južnom dijelu jadrana nalaze se sve veće dubine mora, sve veće debljine zalijeganja te sve veće debljine naslaga. Područje oko otoka Palagruže karakteristično je zbog dijapirizma i sedimentacijskih diskontinuiteta, a ležišta ugljikovodika bi se mogla pronaći u mezozojskim karbonatnim taložinama. Unatoč vrlo malim koncentracijama TOC-a koji prosječno iznosi 0,05% unutar bušotine Well C i vrlo niskim temperaturama, ne može se otkloniti mogućnost da na području postoji naftno-generativni potencijal. Naime, bušotina je

relatvno plitka i seže do dubine od 2393 m. Potrebna su daljnja istraživanja, uključujući duboke bušotine koje bi probušile cijelikarbonatni kompleks do dubine 7 km. Najveći problem tih bušotina je cijena bušenja na dubinama većim od 7 km, uz sve moguće nedostatke poput gubitka isplake i velikih tlakova.

Zaključno bi se moglo reći da Republika Hrvatska ima "offshore" potencijal koji bi mogla u budućnosti iskoristiti. Mnoge zemlje u okruženju poput Italije, Crne Gore, Albanije i Grčke to iskorištavaju, a taj potencijal je prilika za nova radna mjesta, pouzdaniju oprskrbu plinom/naftom, značajniji položaj na geopolitičkoj karti te rast BDP-a.

7 LITERATURA

7.1 Objavljeni radovi

ALJINOVIĆ, D. & SREMAC, J., 1997. The Middle and Upper Permian deposits in Gorski korar: facts and misconceptions. Geologia Croatica, 50 (2), 231-242.

BALIĆ, D. and MALVIĆ, T., 2013. Pliocene-Quaternary stratigraphy and sedimentation at the Neretva River Mouth Croatian Adriatic Coast. Geological Quarterly, 57 (2), 233-242

BARIĆ, G., 2006. Naftna geokemija. INA d.d., Zagreb, str. 253.

BARIĆ, G. i TARI, V., 2005. Upper Jurassic/Lower Createceus Anoxic Event of Adriatic-Dinaric Domain. 22nd International Meeting on Organic Geochemistry, Spain, Abstract, no. PPC I-I.

BELAK, M., KOCH, G., GRGASOVIĆ, T., VLAHOVIĆ, I., VELIĆ, I., SOKAČ, B. i BENČEK, Đ., 2005. Novi prinos stratigrafiji evaporitno-karbonatno-klastično-vulkanskog kompleksa Komiškog zaljeva (otok Vis, Hrvatska). In: Velić, I., Vlahović, I. i Biondić, R. (Eds.): 3. Hrvatski geološki kongres, Opatija, 2005, Abstracts book, Croatian geological Survey, Zagreb, 13-14.

BELOŠIĆ, Ž. 2001. Osnovne aktivnosti Ine d.d. u segmentu djelatnosti Istraživanje i proizvodnja nafte i plina (Naftaplin) u zemlji i inozemstvu. Nafta-plin, izv. broj 1, 1-5.

BLAŽEKOVIĆ SMOJIĆ, S., SMAJLOVIĆ, J., KOCH, G., BULIĆ, J., TRUTIN, N., OREŠKI, E., ALAJBEG, A. i VESELI, V., 2009. Source potential and palynofacies of Late Jurassic „ Lemeš facies“, Croatia. Organic Geochemistry, 40 (8), 833-845.

COTA, L. i BARIĆ, G., 1998. Petroleum potential of the Adriatic offshore, Croatia. Organic Geochemistry, 29 (1-3), 559-570.

FURLANI, M., 1910. Die Lemeš-schichten. Ein Beitrag zur Kenntnis der Jura formation in Mitteldalmatien. Jahrb. Geol. Reichsanst. 60/1, 67– 98 (Wien).

GRANDIĆ, S., BOROMISA-BALAS, E. and ŠUŠTERČIĆ, M., 1997. Exploration concept and characteristics of the Dinarides in Croatian offshore area. Nafta, 48 (8-9), 249-267.

GRANDIĆ, S., BOROMISA-BALAŠ, E., ŠUŠTERČIĆ, M. and KOLBAH, S., 1999. Hydrocarbon possibilities in the eastern Adriatic slope zone of Croatian offshore area. Nafta, 50 (2), 51–73.

GRANDIĆ, S., KRATKOVIĆ, I. and BALIĆ, D., 2013. Peri-Adriatic platforms Proximal Talus reservoir potential (part 1). Nafta, 64 (2), 147-160.

GRANDIĆ, S., KRAKATOVIĆ, I., BALIĆ, D. and KOLBAH, S., 2014. Peri-Adriatic platforms Proximal Talus reservoir potential (part 2). Nafta, 65 (1), 29-40.

JENKYNS, H.C., 1991. Impact of Creataceous Sea Level Rise and Anoxic Events on the Mesozoic Carbonate platform of Yugoslavia. AAPG Bulletin, 75 (6), 1007-1017.

KAUERAUF, A.I., HANTSCHEL, T. 2009. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, Springer Dordrecht Heidelberg, London, New York, str. 5-23, 35-42, 118-121.

KORTBAR, T., MONTANARI, A., KOCH, G., MARIANI, S., DE PAOLO, D., TURCHYN, A.V., MIKNIĆ, M. i TARI. V., 2009. Geologic reconnaissance of the islan of velika Palagruža (central Adriatic, Croatia). Geologia Croatica, 62 (2), 75-94.

KULUŠIĆ, A. & BOROJEVIĆ ŠOŠTARIĆ, S., 2014. Diagenesis of the Kosovo polje evaporites. Geologica Croatica, 67 (1), 59-74.

MARIĆ ĐUREKOVIĆ, Ž., 2011. Litofacijesne i stratigrafske značajke pleistocenskih naslaga podmorja sjevernoga Jadrana na temelju visokorazlučivih karotažnih mjerenja. Doktorski rad, Rudarsko geološko naftni fakultet, Zagreb, str. 167.

SREMAC, J., 2012. Influence of terrestrial sedimentation in Pennsylvanian rocks of Croatia. Geologia Croatica, 65 (3), 273-282.

ŠUŠNJARA, A., SAKAČ, K., JELEN, B. & GABRIĆ, A., 1992. Upper Permian evaporites and associated rocks in Dalmatia and borderline area of Lika and Bosnia. Geologica Croatica, 65 (3), 273-282.

TARI KOVAČIĆ, V., 1997. The Development of the eocene platform carbonates from wells in the middle adriatic offshore area, Croatia. geologica Croatica, 50 (I), 33-48.

TROSKOT-ČORBIĆ, T., 2011. Organski facijesi u gornjojurskim naslagama Gorskog kotara, Like i Dalmacije. Doktorski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko geološko naftni fakultet, str. 266.

VANIČEK, V., 2013. Pleistocenske taložine u hrvatskom dijelu podmorja Jadrana. Doktorski rad, Sveučilište u Zagrebu, Prirodoslovno-matematički fakultet, str. 266.

VELIĆ, I., VELIĆ, J., VLAHOVIĆ, I. i CVETKOVIĆ, M., 2014. Geološki vodič kroz NP Paklenica. Paklenica National Park, 325 str.

VELIĆ, I. and SOKAČ, B. 1978. Biostratigraphic analysis of the Jurassic and Lower Cretaceus in the wider region of Ogulin, central Croatia. Geološki vjesnik, 30 (I), 309-337.

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

VELIĆ J., MALVIĆ T., CVETKOVIĆ M. i VELIĆ I., 2015. Stratigraphy and petroleum geology of the Croatian part of Adriatic basin. Journal of Petroleum Geology, vol. 38(3). 281-300 str.

VELIĆ, J. i MALVIĆ, T., 2011. Depositional conditions during Pliocene and Pleistocene in northen Adriatic and possile litostratigraphic division of this rocks. Nafta, 62 (1-2), 25-32.

VESELI V., 1999. Facijesi karbonatnih sedimenata mlađeg mezozoika i paleogena u pučinskim bušotinama sjevernog Jadrana. Doktorski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko geološko naftni fakultet, Zagreb.

VLAHOVIĆ, I., TIŠLJAR, J., VELIĆ, I., MATIČEC, D. 2005. Evolution of the Adriatic Carbonate Platform: Palaeogeography, main events and depositional dynamics, Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology, 220/3-4, 333-360.

VULAMA, I., 1997. Pliocene Source Rocks, Miocene Reservoir Rocks and Origin of the Gas Accumulation of the Irma Field (Northern Adriatic, Croatia) Based on Wireline-Logging. Geologia Croatica, 50 (I), 89-103.

WAPLES, D. W., 1985, Geochemistry in Petroleum Exploration. – D. Reidel Publishing Company, Boston, 232 str.

WYGRALA, B. P., 1989: Integrated study of an oilfield in the southern Po basin, northern Italy; Ph. D, University of Cologne.

7.2 Neobjavljeni radovi

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

INA-Naftaplin (1984): Pal-1_Biostratigraphy_litology and paleoenvironments

INA-Naftaplin (1984): Pal-1_Final engineering report

INA-Naftaplin (1984): Pal-1_Final geological report

INA-Naftaplin (1984): Pal-1_Microscopical determination of maturation and kerogen type of the interval

INA-Naftaplin (1989): Vla-1AX_Geokemijsko izvješće

INA-Naftaplin (1990): Vla-1AX_Izvještaj o interpretaciji EKD

INA d.d. (2010): Vla-1AX_Procjena petrofizikalnih parametara

7.3 Internet izvori

https://www.researchgate.net/figure/Heat-flow-in-the-Pannonian-basin-and-the-surrounding-areas-Inside-the-basin-the-heat_fig1_41118987, 20.4.2019, 22:14

http://www.stratigraphy.org/index.php/ics-chart-timescale , 16.5.2019, 23:47