Bazensko modeliranje na području koncesijskog bloka "East Yidma" u Alamein bazenu, Egipat

Debeljak, Marija

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:169:071468

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 NA PODRUČJU KONCESIJSKOG BLOKA "EAST YIDMA" U ALAMEIN BAZENU, EGIPAT

Diplomski rad

Marija Debeljak

G335

Zagreb, 2019.

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

BAZENSKO MODELIRANJE NA PODRUČJU KONCESIJSKOG BLOKA "EAST YIDMA" U ALAMEIN BAZENU, EGIPAT

MARIJA DEBELJAK

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

Sažetak

Zadatak ovog diplomskog rada bio je bazensko modeliranje dijela Alamein bazena u Egiptu, omeđenog granicama koncesijskog bloka "East Yidma". Kao glavni alati prilikom izrade modela podzemlja korišten je računalni program *Schlumberger PetroMod*. Cilj je bio da se na temelju interpretiranih seizmičkih i bušotinskih podataka definiraju intervali matičnih, izolatorskih i ležišnih stijena te da se kao krajnji rezultat dobiju podatci o zrelosti matičnih stijena uz potencijalne prospekte gdje je moglo doći do nakupljanja ugljikovodika. Kalibracijom prema podatcima iz bušotina (vitrinitna refleksija, temperatura, porni tlak i efektivna poroznost) načinjena je kalibracija modela kako bi se što bolje opisali uvjeti u podzemlju. Kao rezultat modeliranja dobiveni su podatci o zrelosti i faktoru pretvorbe matičnih stijena te potencijalna ležišta ugljikovodika na području istraživanja. Model može poslužiti kao preliminarni, a uz kvalitetnije ulazne podatke mogao bi u budućnosti ukazati na područja koja bi se detaljnije istraživala.

Ključne riječi: bazensko modeliranje, Alamein bazen, „East Yidma", *Petromod*

Diplomski rad sadrži: 42 stranice, 2 tablice, 34 slike, i 24 reference.
Jezik izvornika: hrvatski

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

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

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

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

Datum obrane: 18.7. 2019.

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology
and Petroleum Engineering

Master's Thesis

BASIN MODELING OF „EAST YIDMA" CONCESSION BLOCK AREA IN ALAMEIN BASIN, EGYPT

MARIJA DEBELJAK

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 task of this Master's thesis was basin modeling of „East Yidma" concession block area in Alamein basin (Egypt). For that purpose software program *Schlumberger Petromod* was used. The aim was to define source rocks, seals and reservoir rocks based on available seismic and well data and as a result, obtain data on the maturity of the source rocks along with potential prospects where hydrocarbon accumulation could occur. Calibration using well data (vitrinite reflection, temperature, pressure and effective porosity) was done in attempt to approximate the underground conditions. Modeling enabled obtaining the data regarding maturity and transformation factor of source rocks and petroleum saturation. The developed model can be seen as a preliminary and with better input data could point to areas where future exploration should be focused.

Keywords: .basin modeling, Alamein basin, „East Yidma", *Petromod*

Thesis contains: 42 pages, 2 tables, 34 figures, and 24 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
Technical support and assistance:
INA d.d.
Mohamad Alzenab, mag. geol.,
Snježana Blažeković Smojić, dr.sc.
Wissam Sulaiman, mag. geol.
Reviewers: PhD Marko Cvetković, Assistant Professor
PhD Iva Kolenković Močilac, Assistant Professor
PhD Davor Pavelić, Full Professor

Date of defense: 18th of July 2019

Od srca zahvaljujem

mentoru Marku Cvetkoviću na usmjeravanju i uloženom vremenu i trudu,

INA d.d. Sektoru za geologiju i geofiziku i direktoru sektora Alanu Vranjkoviću na ukazanoj prilici i povjerenju te na omogućenju prostora za rad kao i rada u računalnom programu Petromod,

Ostalim zaposlenicima sektora na gostoprimstvu, a ponajviše Mohamadu Alzenabu na strpljenju, usmjeravanju i pomoći tijekom cijelog procesa izrade modela,

Snježani Blažeković-Smojić na volji i trudu te pomoći s geokemijskim aspektom modela,

Wissamu Sulaimanu na interpretiranim rasjedima i spektralnoj dekompoziciji,

Mariji Pleić na konstruktivnim komentarima i motivaciji,

Jeleni Boromisi na pomoći pri dobivanju podataka,

Tamari Troskot Čorbić na brzoj obradi podataka geokemijskih analiza,

Mojoj obitelji i prijateljima na konstantnoj podršci tijekom cijelog studiranja, a posebice u zadnjih nekoliko mjeseci.

Sadržaj:

1. Uvod 1

2. Geografski smještaj i opće značajke područja istraživanja 2

3. Geološki i stratigrafski pregled područja istraživanja 6

3.1. Regionalni strukturno-geološki odnosi 6

3.2. Litostratigrafske značajke na području istraživanja 8

3.3. Elementi naftnogeološkog sustava 12

3.4.. Tektonski odnosi na istraživanom području 13

4. Metodologija 15

4.1. Ulazni podatci 15

4.1.1. Granični uvjeti 22

5. Rezultati i diskusija 26

6. Zaključak 40

7. Literatura 41

Popis slika:

Slika 1. Naftonosne provincije Egipta (modificirano prema IHS, 2016).....2

Slika 2. Bazeni na području Zapadne pustinje (modificirano prema IHS, 2016).....4

Slika 3. Položajna karta s prikazom lokacije dostupnih bušotina. 5

Slika 4. Strukturni elementi Egipta (Said, 1962).....7

Slika 5. Bazeni i polja u sjevernom dijelu Zapadne pustinje (Shahin, 1989).....8

Slika 6. Generalni litostratigrafski stup područja sjevernog dijela Zapadne pustinje (*INA d.d., 2010).....9

Slika 7. Strukturni model s prikazom rasjeda.....16

Slika 8. 3D model s prikazom 42 "sloja"odvojena na temelju sličnih facijesnih značajki..17

Slika 9. Karta erozije na kontaktu Khoman-Apollonia.....18

Slika 10. Karta distribucije facijesa za "sloj" *Kharita reservoir 2*. U legendi su vidljivi facijesi dodijeljeni u *Petromodu*: *Kharita reservoir 2* predstavlja ležišnu stijenu (pješčenjak) dok *Kharita 3 SR_1 shst* predstavlja matičnu stijenu (šejl) 19

Slika 11. Seizmički atribut spektralna dekompozicija za formaciju Kharita 20

Slika 12. Prikaz principa korištenja kinetika u bazenskom modeliranju (Tissot, 1984; preuzeto i modificirano iz Penava, 2018).....21

Slika 13. Grafikon koji prikazuje trend PWD-a kroz geološku prošlost. 22

Slika 14. Prikaz ovisnosti SWI temperature o dubini i geografskoj širini (prema Kaureauf, 2009, preuzeto iz Penava, 2018).....23

Slika 15. Prikaz auto SWIT parametra kroz geološko vrijeme, u odnosu na geografsku širinu (prema Wygrala, 1989). 24

Slika 16. Kalibracija efektivne poroznosti za bušotinu D-1.....25

Slika 17. Kalibracija tlaka za bušotinu D-1.....25

Slika 18. Kalibracija temperature za bušotinu D-1.....25

Slika 19. Kalibracija vitrinitne refleksije za bušotinu D-1.....25

Slika 20. 1D model povijesti zalijeganja sa zrelosnim prozorima za bušotinu D-1 27

Slika 21. 1D model povijesti zalijeganja s prikazom faktora pretvorbe za bušotinu D-1....28

Slika 22.a) Zrelost prema vitrinitnoj refleksiji za "sloj" Khatatba SR 1_1 29
Slika 22.b) Zrelost prema vitrinitnoj refleksiji za "sloj" Khatatba SR 1.....29
Slika 23.a) Zrelost prema Ro za “sloj” Alam el Bueib SR 1.....29
Slika 23.b) Zrelost prema Ro za “sloj” Alam el Bueib SR 29
Slika 24.a) Zrelost prema Ro za “sloj” Kharita SR 1 31
Slika 24.b) Zrelost prema Ro za “sloj” Kharita SR 31
Slika 25.a) Zrelost prema Ro za “sloj” Bahariya SR 1_1 31
Slika 25.b) Zrelost prema Ro za “sloj” Bahariya SR 1 31
Slika 26. Položajna karta s prikazom trasa karakterističnih profila 1–1’ i 2–2’.....32
Slika 27. Karakteristični profil 1–1' s prikazom saturacije ugljikovodicima 33
Slika 28. Karakteristični profil 2–2' s prikazom saturacije ugljikovodicima 34
Slika 29. Karakteristični profil 1–1' s prikazom faktora pretvorbe za matične stijene 35
Slika 30. Karakteristični profil 2–2' s prikazom faktora pretvorbe za matične stijene 35
Slika 31. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alam el Bueib reservoir 3 (2D) 37
Slika 32. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alamein dolomite reservoir (2D).....38
Slika 33. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alam el Bueib reservoir 3 (3D) 39
Slika 34. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alamein dolomite reservoir (3D).....39

Popis tablica:

Tablica 1. Broj polja po naftonosnim provincijama (*INA d.d., 2017).....3
Tablica 2. Popis bušotina na području istraživanja čiji su podatci korišteni u izradi modela.
.....5

1. Uvod

Ovaj diplomski rad izrađen je u sklopu volontiranja u INA d.d. koja je osigurala pristup potrebnim podatcima i omogućila rad u računalnim programima *Petromod* 2018 i 2019. INA d.d. u aktivnostima istraživanja i proizvodnje u Egiptu sudjeluje od 1989. godine i posjeduje udjele na četiri razradne koncesije u Zapadnoj pustinji od kojih je jedna i „East Yidma“ (INA d.d., 2014). Na širem području navedene koncesije, a na temelju dostupnih 3D seizmičkih istraživanja (1665km^2) i bušotinskih podataka iz 25 bušotina, načinjen je 3D model podzemlja.

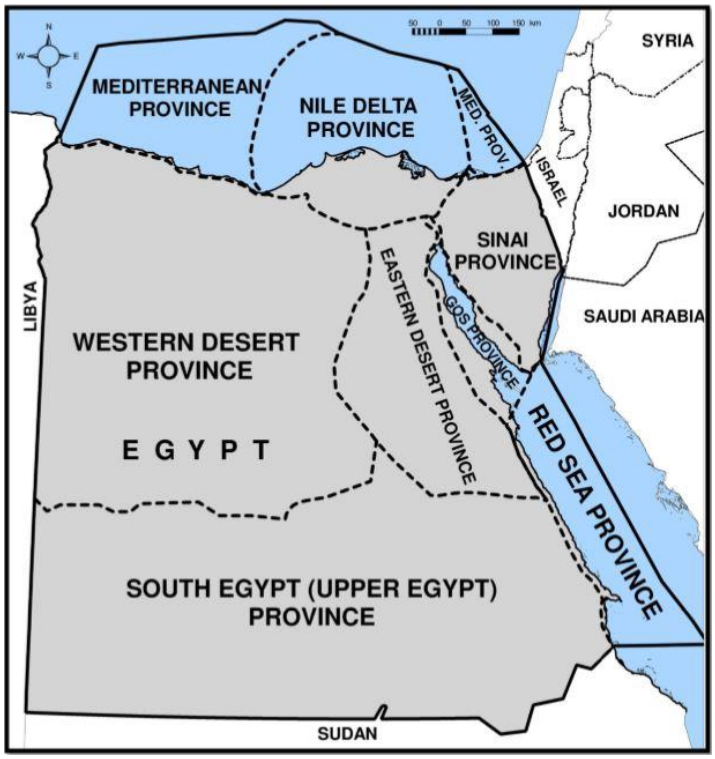
U tu svrhu korišten je računalni program *Schlumberger Petromod*. Glavni cilj bio je definirati matične intervale, izolatorske i ležišne stijene te kao rezultat dobiti podatke o zrelosti matičnih stijena uz potencijalne prospekte gdje je moglo doći do nakupljanja ugljikovodika. Kalibracijom modeliranih rezultata s mjerenim podatcima vitrinitne refleksije, temperature, tlaka i efektivne poroznosti pokušalo se model približiti uvjetima u podzemlju. Kao rezultat modeliranja prikazani su podatci o zrelosti čime su izdvojene formacije Khatatba, Alam el Bueib, Kharita i Bahariya kao stijene koje su mogle odavati ugljikovodike uz podatke o faktoru pretvorbe matičnih stijena čime je utvrđeno da su najdublje formacije iskoristile gotovo 100% naftnomatičnog potencijala, dok izdignuti dijelovi istih formacija pokazuju manji faktor pretvorbe. Najbolja kolektorska svojstva imaju pješčenjaci formacije Alam el Bueib te formacija Alamein dolomit, s prikazanim lokacijama potencijalnih akumulacija ugljikovodika u 2D i 3D prikazu.

2. Geografski smještaj i opće značajke područja istraživanja

Arapska Republika Egipat nalazi se većim dijelom na području sjeveroistočne Afrike, dok Sinajski poluotok kao dio egipatskog teritorija pripada jugozapadnoj Aziji prema kojoj tvori kopneni prijelaz. Površina države iznosi 1.010.000 km², a graniči s Gazom i Izraelom na sjeveroistoku, Crvenim morem na istoku, Sudanom na jugu, Libijom na zapadu te se na sjeveru nalazi Sredozemno more.

U Egiptu se od 1886. godine istražuju i proizvode ugljikovodici, no još uvijek postoje mnoga neistražena područja. Zbog plinovoda „Sueski kanal“ i naftovoda „Sumed“ Egipat ima stratešku prednost na energetskom tržištu. Nova otkrića plinskih polja iz 2015. godine ukazuju da će prirodni plin vjerojatno biti glavni pokretač rasta energetskog sektora u Egiptu (International Energy Agency EIA, 2015).

U 2016. dokazane rezerve prirodnog plina iznosile su 2.186×10^9 m^3. Dokazane rezerve nafte u 2016. godini iznosile su 4,4 milijarde bbl, dok je u 2015. proizvodnja iznosila 493 000 bbl/dan (CIA World Factbook, 2016). Polovica proizvodnje nafte u Egiptu odnosi se na područje Zapadne pustinje, dok se preostala proizvodnja odnosi na Sueski zaljev, Istočnu pustinju, deltu Nila, Sinajski poluotok, Sredozemno more i Južni Egipat, koji zajedno s provincijom Crveno more čine osam naftonosnih provincija u Egiptu (Slika 1).



Slika 1. Naftonosne provincije Egipta (modificirano prema IHS, 2016)

U tablici 1 dan je prikaz broja polja unutar navedenih naftonosnih provincija te rezerve prema podatcima iz 2016. godine.

Tablica 1. Broj polja po naftonosnim provincijama (*INA d.d., 2017)

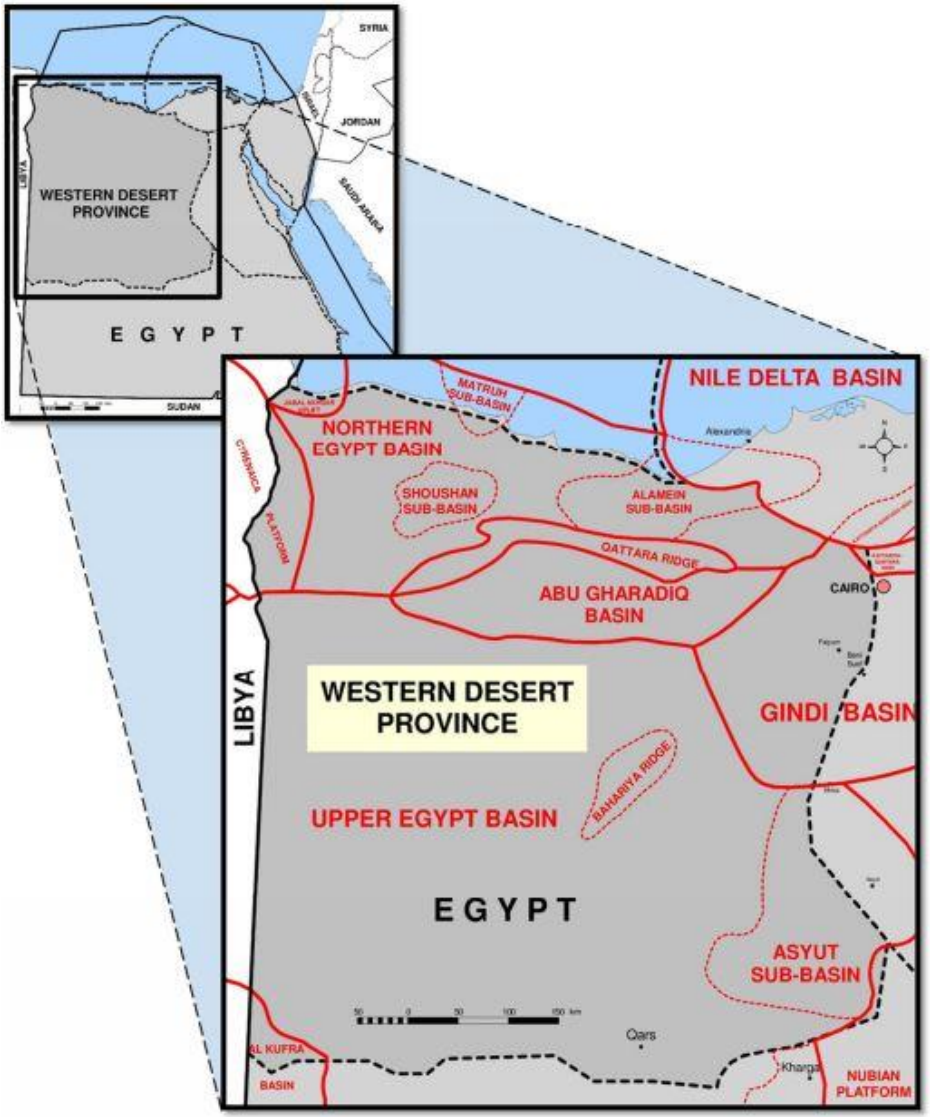
NAFTONOSNA PROVINCIJA	BROJ POLJA
Zapadna pustinja	399
Sueski zaljev	180
Delta nila	191
Sredozemno more	4
Južni Egipat	2

Egipat je najveći proizvođač nafte na području Afrike, izuzevši članice OPEC (eng. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*) te drugi najveći proizvođač prirodnog plina na kontinentu, odmah nakon Alžira (International Energy Agency EIA, 2015).

INA d.d. u aktivnostima istraživanja i proizvodnje u Egiptu sudjeluje od 1989. godine i posjeduje udjele na četiri razradne koncesije u Zapadnoj pustinji. Operator je na razradnim poljima Sidi Rahman i Rizk na koncesiji East Yidma, dok je na tri ostale koncesije partner (Ras Qattara, West Abu Gharadig i North Bahariya) (INA d.d., 2014).

Područje istraživanja obuhvaća širu površinu koncesijskog bloka East Yidma smještenu u zapadnom dijelu Alamein bazena koji se nalazi na sjeveroistoku Zapadne pustinje (Slika 2). Površina koncesijskog bloka East Yidma iznosi 1029 km^2 u obliku nepravilnog poligona, dok 3D seizmička istraživanja pokrivaju nešto veću površinu od 1665 km^2 te je područje istraživanja omeđeno granicama navedenog 3D seizmičkog volumena. Dostupni su bili i podatci s 25 bušotina navedenih u tablici 2 s prikazanim položajem određenih bušotina na slici 3 (neke od bušotina nisu prikazane zbog male međusobne udaljenosti i mjerila karte). Bušotinski podatci su bili ograničeni, pa primjerice geokemijski podatci poput Rock Eval pirolize postoje za pet bušotina **(**D-1, RA-1 ST, R-1, E-1 i S-1**)** dok podatci o vitrinitnoj refleksiji postoje samo za bušotinu D-1.

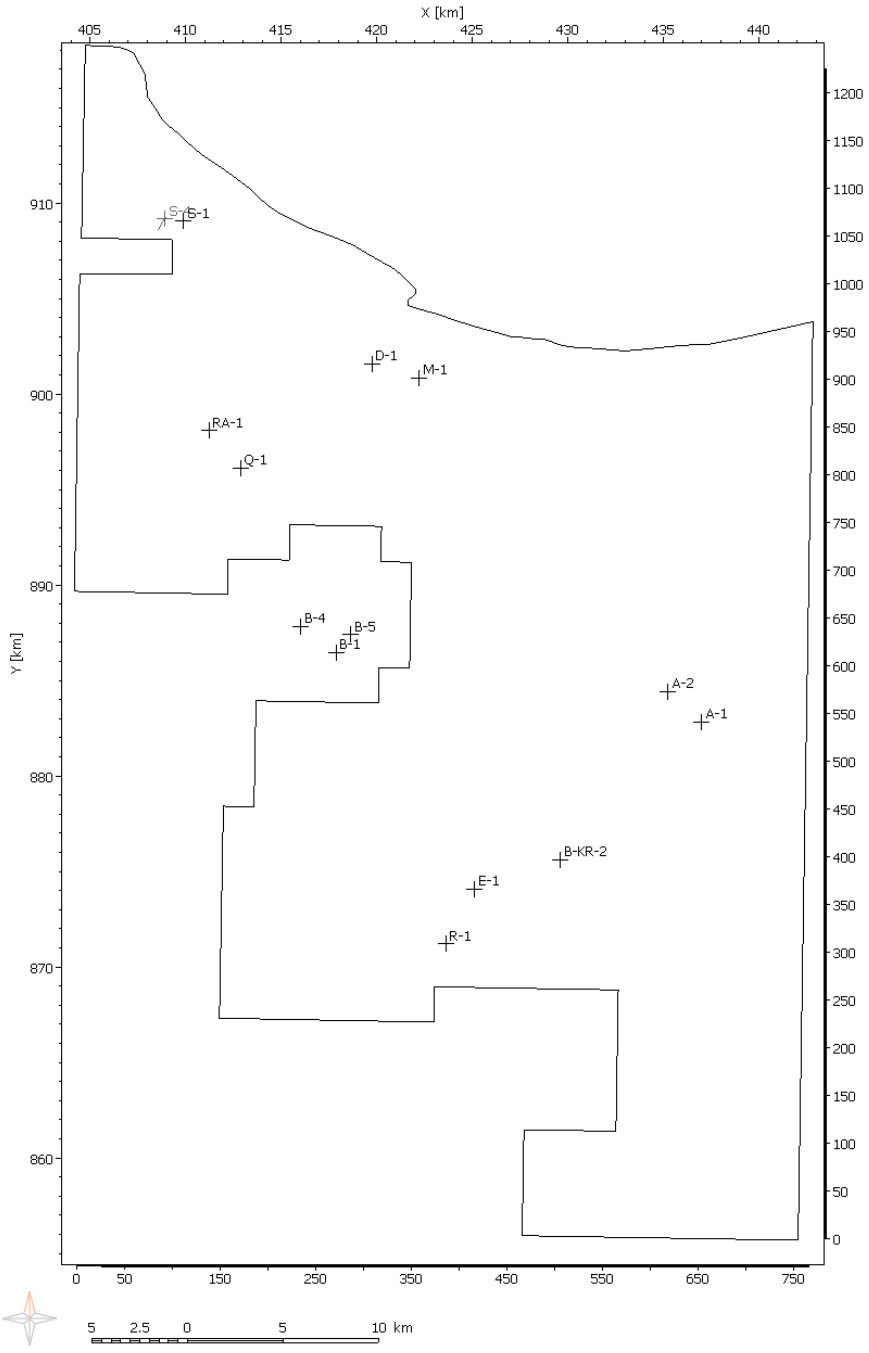
Prema Mohamed i dr. (2015), geotermalni gradijent na sjevernom dijelu Zapadne pustinje iznosi između 23 i 35 °C/km. Na temelju podataka iz bušotina na području istraživanja izračunat je geotermalni gradijent od približno 20-26 °C/km, pa je veću ulogu u zrelosti matičnih stijena imalo vrijeme nego li je to slučaj u Panonskom bazenu.



Slika 2. Bazeni na području Zapadne pustinje (modificirano prema IHS, 2016).

Tablica 2. Popis bušotina na području istraživanja čiji su podatci korišteni u izradi modela.

REDNI BROJ BUŠOTINE	NAZIV BUŠOTINE
1	B-1
2	B-2
3	B-3
4	B-4
5	B-5
6	B-6
7	S-1
8	S-2
9	S-3
10	S-4
11	S-5
12	S-6
13	R-1
14	E-1 ST
15	E-1
16	RA-1
17	RA-1 ST
18	RA-1 ST2
19	M-1
20	D-1
21	D-1 ST
22	D-1 ST2
23	A-1
24	A-2
25	BK-02



Slika 3. Položajna karta s prikazom lokacije dostupnih bušotina.

3. Geološki i stratigrafski pregled područja istraživanja

3.1. Regionalni strukturno-geološki odnosi

Zapadna pustinja prostire se na području od približno 700.000 km^2 čime zauzima oko 2/3 površine Egipta. Prema Saidu (1962) u Egiptu postoje dvije glavne strukturne domene (Slika 4):

1.) Arapsko-nubijski štit koji predstavlja stabilnu tektonsku jedinicu, s izdancima stijena podloge na području Istočne pustinje, južnog dijelu Sinajskog poluotoka i Južnog Egipta

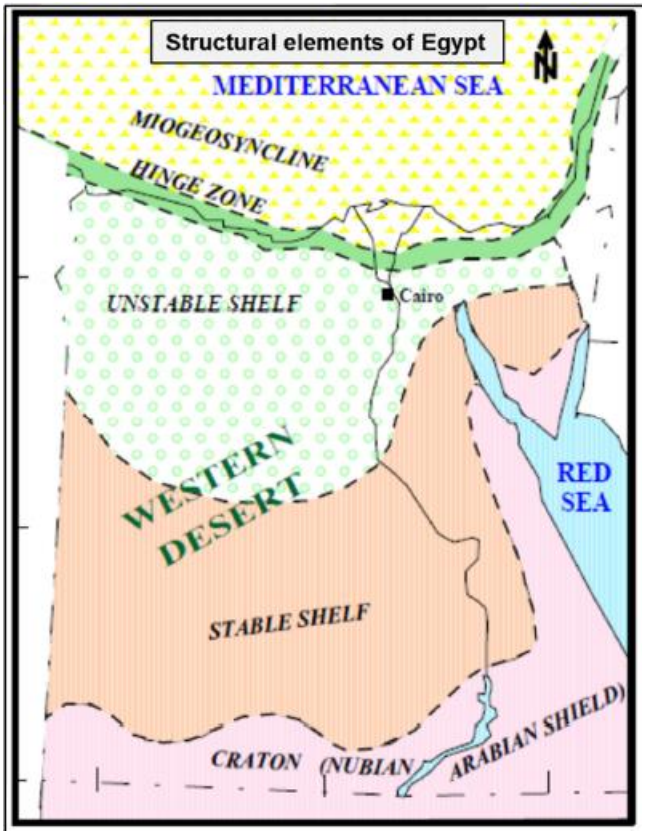
2.) Područje šelfa koje je podijeljeno na:

a) Stabilni šelf: pojas koji se proteže od južnog Egipta sve do središnjeg dijela Sinajskog poluotoka. Karakterizira ga niski reljef i tanki sedimentni pokrov fluvijalnih naslaga uglavnom mezozojske starosti. Strukturno gledano, područje je deformirano u vidu bora regionalnih dimenzija.

b) Nestabilni šelf: zauzima gotovo cijeli sjeverni Egipat. Karakterizira ga sedimentacijski slijed čija se debljina povećava idući prema sjeveru.

c) „Hinge“ zona i „miogeosinklinala“: „hinge“ zona nalazi se na današnjoj obali Sredozemnog mora te odvaja nestabilni šelf od „miogeosinklinalnog“ bazenskog područja. Debljina naslaga oligocenskih i pliocenskih naslaga se prema bazenskom području naglo povećava. Danas je djelomično prekrivena debelim slijedom plio-pleistocenskih naslaga povezanih s deltom Nila. Prema Abdel-Fattah & Tawfik (2014), „hinge“ zona predstavlja monoklinu koja zahvaća predmiocenske formacije i pruža se generalno od istoka prema zapadu, gdje skreće prema sjeveru–sjeveroistoku, a karakterizirana je stepeničastom strukturom.

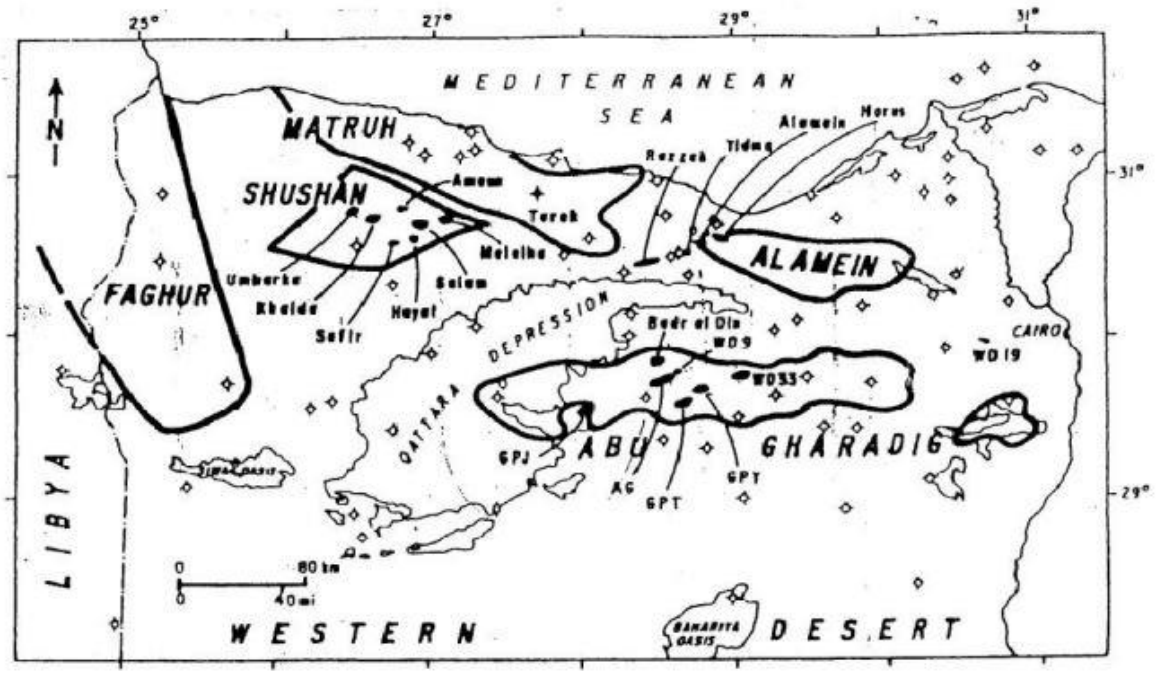
Pojam „miogeosinklinala“ više se ne koristi u geologiji. Prema Şengör (1982) nastao je prije prihvaćanja tektonike ploča, opisujući relativno stabilnu geosinklinalu u kojoj se sedimenti akumuliraju bez istovremenog vulkanizma. Geosinklinala je predstavljala geološki koncept koji objašnjava nastanak orogena, a razvijen je krajem 19. i početkom 20. stoljeća. Opisana je kao sinforma velikih dimenzija u Zemljinoj kori s pripadajućim antiformama koje su prethodile klimaks fazi deformacije orogena. Prema DiPietro (2013) teorija geosinklinala je nastala u svrhu objašnjenja formiranja planina, a termin „miogeosinklinala“ predstavljao bi pasivni kontinentalni rub.



Slika 4. Strukturni elementi Egipta (Said, 1962)

Strukturni razvoj sjeverne Afrike karakterizan je s najmanje sedam velikih tektonskih faza: Panafrička orogeneza, infrakambrijska ekstenzija, izmjena ekstenzije i kompresije od kambrija do karbona, hercinska orogeneza (gornji karbon), riftna faza za vrijeme mlađeg trijasa–starije jure i starije krede, "alpska" kompresija za vrijeme mlađe krede–paleocena i oligo–miocensko riftanje.

Sjeverni dio Zapadne pustinje nalazi se uz obalu Sredozemnog mora te zauzima većinu površine „Nestabilnog šelfa" (Said, 1962). Na tom području nalaze se četiri glavna bazena: Abu Gharadig, Alamein, Matruh-Shushan i Faghur (Slika 5), u kojima je istaloženo oko 110000 km^3 sedimentnih stijena, u vremenskom rasponu od paleozoika do kenozoika (Shahin, 1989).



Slika 5. Bazeni i polja u sjevernom dijelu Zapadne pustinje (Shahin, 1989)

3.2. Litostratigrafske značajke na području istraživanja

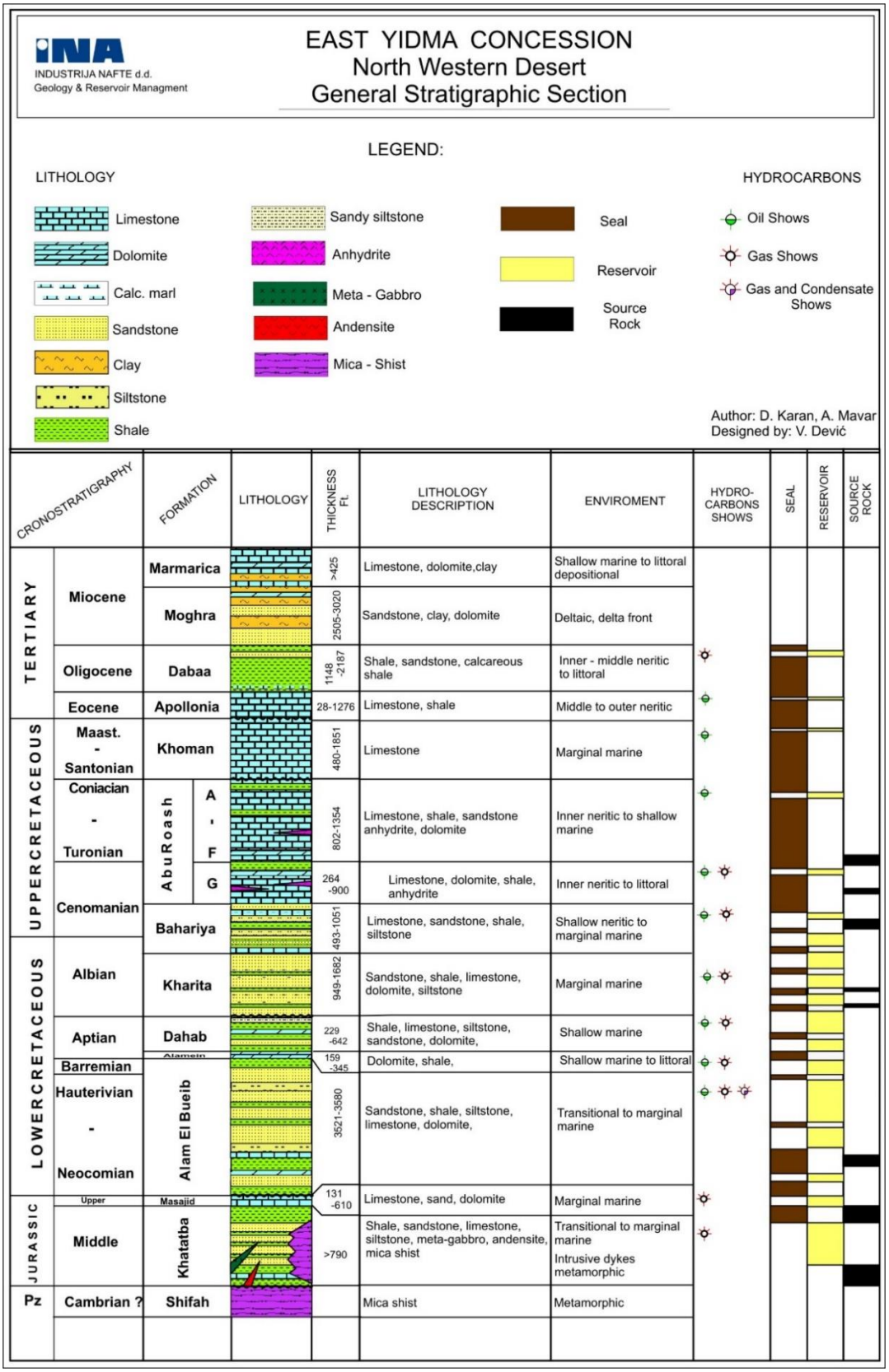
Na slici 6 prikazan je generalni litostratigrafski stup sjevernog dijela Zapadne pustinje koji prikazuje slijed od kambrijskih metamorfnih stijena preko jurskih, krednih, paleogensko–neogenskih do kvartarnih sedimenata. Debljina naslaga prosječno iznosi oko 4200 m. Slijed naslaga sastoji se uglavnom od cikličkih izmjena klastita i karbonata kao posljedica nekoliko sukcesivnih transgresija i regresija. Na području Nestabilnog šelfa na sjevernom dijelu Zapadne pustinje litostratigrafski stup generalno se može podijeliti na tri slijeda:

1.) Donji klastični slijed (srednja jura–gornja kreda)

2.) Srednji karbonatni slijed (gornja kreda–oligocen)

3.) Gornji klastični slijed (oligocen–rec.)

Litostratigrafske značajke opisane su prema fondu stručne dokumentacije INA d.d., a temelje se na litostratigrafskom stupu prikazanom na slici 6 te na stupovima bušotina na području koncesijskog bloka.



Slika 6. Generalni litostratigrafski stup područja sjevernog dijela Zapadne pustinje (*INA d.d., 2010)

SHIFAH TEMELJNO GORJE (prekambrij)

U navedenoj jedinici dominiraju metamorfne stijene, uglavnom tinjčasti škriljavci. Na nekim lokacijama mogu se naći dajkovi andezita. Jedina bušotina koja je nabušila ovu formaciju na području istraživanja je A-1.

FORMACIJA KHATATBA (srednja jura)

Khatatba formacija sastoji se od izmjene šejlova s pješčenjacima i rijetkim proslojcima karbonata. Okoliš taloženja formacije Khatatba mijenjao se od plitkomorskog preko prijelaznog do kontinentalnog okoliša. Šejlovi formacije Khatatba predstavljaju matične, a pješčenjaci ležišne stijene.

FORMACIJA MASAJID (gornja jura)

Uglavnom se sastoji od gustih karbonata, većinom vapnenaca s dolomitom. Mogući su proslojci pješčenjaka i siltita. Okoliš taloženja je pretežito dubokovodni.

FORMACIJA ALAM EL BUEIB (nekom-barem)

Formaciju Alam El Bueib pretežno čine pješčenjaci sa siltitom i podređeno šejlom. Prisutni su proslojci vapnenca i dolomita koji su sve zastupljeniji prema krovini formacije. Okoliš taloženja je kontinentalni i plitkomorski (obalno lice). A-1 i S-1 su jedine bušotine na području koncesije koje su probušile cijelu formaciju, a debljine formacije u tim bušotinama iznose 1073 m i 1132 m.

Prema seizmičkim podatcima, debljina formacije može doseći i do 2987 m u spuštenim područjima kao što je Qasaba graba, dok na uzdignutim dijelovima kao što je Rizk East greben iznosi 888 m. Takva varijacija u debljini i veliki donos sedimenata povezani su s riftnom fazom u donjoj kredi. Diferencijalna subsidencija rezultirala je različitom morfologijom bazena. Donji dio slijeda karakteriziran je varijacijama u debljini, dok gornji dio predstavlja naslage abortiranog rifta Alam el Bueib. Šejlovi predstavljaju matične, a pješčenjaci ležišne stijene.

FORMACIJA ALAMEIN DOLOMIT (apt)

Transgresivno naliježe na formaciju Alam el Bueib. Predstavljena je dolomitom s tankim proslojcima šejla pri dnu i vrhu formacije. Taložena je u plitkomorskom okolišu i odobalju. Široka distribucija i postojana debljina litoloških članova može ukazivati na to da na morfologiju morskog dna nije značajnije utjecala tektonika tijekom ranog apta. Alamein dolomit predstavlja ležišnu stijenu.

FORMACIJA DAHAB (apt)

Sastoji se uglavnom od šejla proslojenog sa siltitom, pješčenjakom, vapnencom i dolomitom koji su taloženi u prijelaznom do plitkomorskom okolišu. Dolomit je moguća ležišna stijena.

FORMACIJA KHARITA (alb)

Predstavlja klastični slijed s pješčenjacima taloženim u plitkomorskom do litoralnom okolišu te se može opisati idući od starijih naslaga kao kontinentalni, a prema mlađima kao prijelazni. Prisutni su proslojci šejla i karbonata s mogućnošću pojava ugljena, posebice u bazalnom i središnjim dijelovima formacije. Pješčenjaci predstavljaju ležišne stijene, a šejlovi matične.

FORMACIJA BAHARIYA (gornji alb–donji cenoman)

Sastoji se od klastičnih i karbonatnih intervala. Donji dio Bahariya formacije karakteriziran je proslojcima pješčenjaka i silta unutar vapnenca, dolomita i šejlova, a moguće su i pojave tankih proslojaka anhidrita. Središnji i gornji dio formacije Bahariya uglavnom se sastoje od šejla i vapnenca s tankim proslojcima pješčenjaka. Okoliš taloženja je plitkomorski do prijelazni. Pješčenjaci predstavljaju ležišne stijene, a šejlovi matične.

FORMACIJA ABU ROASH (gornji cenoman–konijak)

Član Abu Roash "G" (gornji cenoman)

Uglavnom karbonatni slijed; taloženi su vapnenci i dolomiti, a prisutni su i proslojci šejla i tanki proslojci anhidrita. Okoliš taloženja je plitkomorski do prijelazni te lagunarni za vrijeme taloženja anhidrita. Dolomitizirani vapnenac G člana predstavlja ležišne stijene.

Članovi Abu Roash "A-F" (turon–konijak)

Taloženi su vapnenac, dolomit, šejl i pješčenjak, s proslojcima anhidrita. Okoliš taloženja je plitkomorski do prijelazni. F član regionalno predstavlja matičnu stijenu, ali na području istraživanja pretpostavljeno nezrelu.

FORMACIJA KHOMAN (santon–mastriht)

Dominira vapnenac koji je masivan, gust, kriptokristalni, rjeđe mikrokristalni, s čertom. Nekoliko intervala karakterizirano je karboniziranom tvari. Okoliš taloženja je odobalje i plitkomorski. Područja obogaćena karboniziranom tvari i ugljenom povezana su s

dijelovima koji su bili zahvaćeni emerzijom do čega je došlo zbog lokalne i povremene kompresijske tektonike.

FORMACIJA APOLLONIA (donji do srednji eocen)

Transgresivno naliježe na formaciju Khoman, a sastoji se od vapnenaca, unutar kojih se u gornjem dijelu mogu naći proslojci šejla. Okoliš taloženja je plitkomorski. Značajno smanjenje debljine za vrijeme eocena te hijatus za vrijeme paleocena karakteristični su za sjeverni rub Egipta, jer je to područje krajem krede regionalno izdignuto.

FORMACIJA DABAA (gornji eocen–oligocen)

Formacija Dabaa sastoji se od šejlova s tankim proslojcima pješčenjaka. Donji dio (gornji eocen) karakteriziran je proslojcima vapnenca. Šejl je u donjem dijelu kalcitičan, dok u gornjem postaje glinoviti.

Okoliš taloženja je plitkomorski do prijelazni.

FORMACIJA MOGHRA (donji miocen)

Moghra formaciju čine pijesak s proslojcima šejla i gline i tankim proslojcima karbonata. Okoliš taloženja je delta.

FORMACIJA MARMARICA (srednji i gornji miocen)

Taložen je uglavnom vapnenac u plitkomorskom i prijelaznom okolišu. Na formaciju Marmarica diskordantno naliježu pliocenski sedimenti.

3.3. Elementi naftnogeološkog sustava

Matične stijene

Glavne potencijalne i dokazane matične stijene na području istraživanja su:

Šejlovi formacije Khatatba (srednja jura)

Formacija Khatatba sadrži miješanu marinsku i terestričku organsku tvar. Tip kerogena je mješavina tipova II i III. U bušotini A-1 za formaciju Khatatba TOC (eng. *Total Organic Carbon)* iznosi između 1 i 1,5%. Pretpostavlja se da su šejlovi bogatiji organskom tvari prema dubljevodnom dijelu bazena nedaleko od bušotine Q-1. Geokemijski podatci iz

bušotine D-1 indiciraju da su šejlovi Khatatba formacije glavne matične stijene na području istraživanja (*INA d.d., 2010).

Šejlovi formacije Alam El Bueib (donja kreda)

Tip kerogena je miješani tip II/III, loše do umjereno dobre kvalitete, a TOC varira između 1 i 1,5% (*INA d.d, 2010).

Šejlovi formacija Bahariya i Kharita (alb–donji cenoman)

Tip kerogena je miješani II/III.

Glinoviti vapnenci članova Abu Roash "F" i "G" (cenoman)

Na području istraživanja ovaj matični interval smatra se nezrelim, dok je regionalno cenomanski glinoviti vapnenac s tipom kerogena I/III odlična matična stijena. (*INA d.d., 2010).

Ležišne stijene

Ležišne stijene mogu se podijeliti na dvije grupe ovisno o njihovoj dubini.

1.) plitke: *dolomitizirani vapnenac člana Abu Roash "G", pješčenjaci formacija Bahariya i Kharita, dolomit formacije Dahab i dolomit Alamein*

2.) duboke: *pješčenjaci formacija Alam El Bueib i Khatatba*

Izolatorske stijene

Karbonati formacija Apollonia i Khoman kao i *šejlovi i karbonati formacije Abu Roash* predstavljaju najrasprostranjenije, regionalne izolatorske stijene u većini sjevernog dijela Zapadne pustinje. Deblji intervali *šejlova i karbonata unutar formacija* mogu biti izolatori. Do lateralnog zatvaranja u smjeru uzgona u najčešćem slučaju dolazi zbog rasjeda putem kojih su kolektorske stijene u kovinskom krilu dovedene u kontakt s nepropusnima u podinskom krilu. (*INA d.d., 2010).

3.4.. Tektonski odnosi na istraživanom području

Prema Waly i dr. (2001), Alamein bazen jedan je od četiri bazena na sjeveroistočnom dijelu Zapadne pustinje, s dokazanim generiranjem i ekspulzijom nafte i prirodnoga plina te njihovom akumulacijom. Strukturno je ograničen s Dabaa platformom na sjeveru i Qattara platformom na jugozapadu. Alamein bazen nastao je tijekom mezozojskog riftanja sjeverne Afrike. Njegova kompleksna evolucija povezana je s raspadom Gondwane i uključuje

nekoliko faza riftanja (od jure do krede), nakon čega je slijedila evolucija i inverzija pasivne granice Neotethysa tijekom deformacije Sirijskog luka za vrijeme kenozoika (Rodriguez-Salgado i dr., 2015). Posljedično je došlo do transtenzijske deformacije područja. Tijekom kenozoika na područje su utjecali rift Crvenog mora i transformni rasjedni sustav Mrtvog mora (El-Motaal & Kusky, 2003). Reaktivacija paleozojskih struktura utjecala je na distribuciju i tip rasjeda, lokacije depocentara i okoliše taloženja (Moretti et al., 2010).

3D seizmička istraživanja pokazuju najstarije strukture paleozojske starosti. Radi se o paleo-antiklinalnim strukturama s trendom pružanja jugozapad–sjeveroistok. To je uzrokovalo izdizanje u centralnom dijelu koncesije te izdignute strukture na sjeverozapadnom i jugoistočnom dijelu koncesije. Pretpostavlja se da su te strukture nastale tijekom hercinske orogeneze i da su utjecale na tektonski razvoj tijekom mezozoika. Između navedenih paleo-antiklinalnih struktura formiran je Alamein bazen, dok su tijekom starije krede u istočnom dijelu istraživanog područja, oko bušotina A-1 i A-2 te na sjevernom dijelu istraživanog područja formirani i manji bazeni koji su bili aktivni do mlađe krede (*INA d.d., 2010).

Na mezozojski razvoj utjecale su strukture južne granice Thethysa i Atlantskog oceana (Meshref, 1990). Mezozojske strukture su generalnog pružanja sjeveroistok-jugozapad. Na kraju krede došlo je do snažnih tektonskih pokreta, te su paleozojske strukture ispresijecane mlađim rasjedima pružanja sjeverozapad–jugoistok (*INA d.d., 2010).

Alamein bazen izdužen je u smjeru sjeveroistok–jugozapad, u kojem se trendu pružaju i glavni rasjedi uz koje su prisutni antitetički rasjedi pružanja sjeverozapad–jugoistok. Tektonski razvoj područja dostiže maksimum tijekom mlađe krede no postoje i reaktivacije tijekom kenozoika (Waly i dr., 2001).

Na području Alamein bazena glavni strukturni element je velika antiklinala pružanja sjeverozapad–jugoistok, koja predstavlja dio regionalnog strukturnog grebena Qattara-Alamein ispresijecanog velikim sustavom rasjeda pružanja sjeveroistok–jugozapad. Unutar Alamein bazena ti rasjedi formiraju grabu koja razdvaja tjeme strukture na dva bloka (*Abdine, 1974). Struktura Qattara-Alamein grebena ima istu orijentaciju kao borani sustav Sirijskog luka (*Syrian Arc folding system)* te predstavlja najistaknutiju strukturu na području Alamein bazena s ekstenzijskim rasjedima koji sežu kroz Alam El Bueib formaciju taloženu

do kraja barema kada rasjedanje prestaje. Rasjedni sustavi se reaktiviraju u gornjoj kredi, formirajući inverzne strukture koje su nastale u krovini starih ekstenzijskih rasjeda.

4. Metodologija

Bazensko modeliranje predstavlja modeliranje skupine procesa kao što su generiranje, ekspulzija, migracija, akumulacija i očuvanje ugljikovodika. Ovim postupkom pokušava se dati slika o povijesti jednog ili više naftnogeoloških sustava. Kao dio postupka izdvaja se i modeliranje zrelosti matičnih stijena pomoću geokemijskih parametara (Waples, 1994).

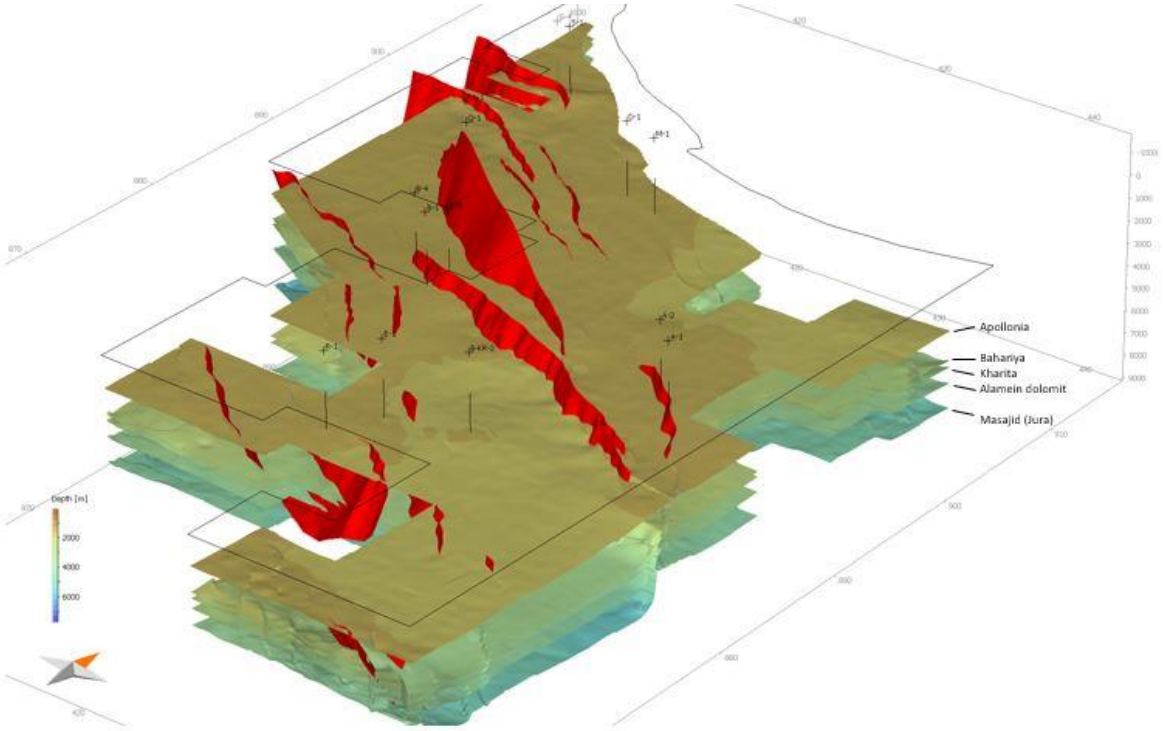
Računalni programi poput *Petromoda* danas imaju mogućnost unošenja mnoštva parametara kojima se pokušava što više približiti geološki razvoj sedimentacijskog prostora te temperaturne specifičnosti prostora kroz geološku prošlost, a da se kao rezultat dobiju saznanja o zrelosti matičnih stijena, trasama migracije ugljikovodika te mogućim ležištima i mnoge druge informacije, zbog čega su danas popularni kao pomagalo pri istraživanju ležišta ugljikovodika. Potreban je oprez u interpretaciji rezultata te je nužna svjesnost o kvaliteti ulaznih podataka, jer o njima ovisi krajnji rezultat.

4.1. Ulazni podatci

Najvažniji dio modeliranja predstavlja unos podataka na temelju kojih će program izračunati krajnji rezultat. Osnovne ulazne podatke predstavljaju lokacije bušotina, horizonti koji definiraju geološku građu podzemlja s približnom stratigrafskom odredbom i litološki sastav podzemlja. U računalnom programu *Petrel E&P software* ranije je interpretirano pet seizmičkih horizonata (po krovinama formacija Apollonia, Bahariya, Kharita, Alamein dolomit i Masajid odnosno krovini jure) koji su kao gotov podatak uneseni u *Petromod*, a vidljive su kao karte dubina po navedenim horizontima (u *Petromodu depth maps*) u 2D i 3D prikazu koje su u dubinskom mjerilu (Slika 7).

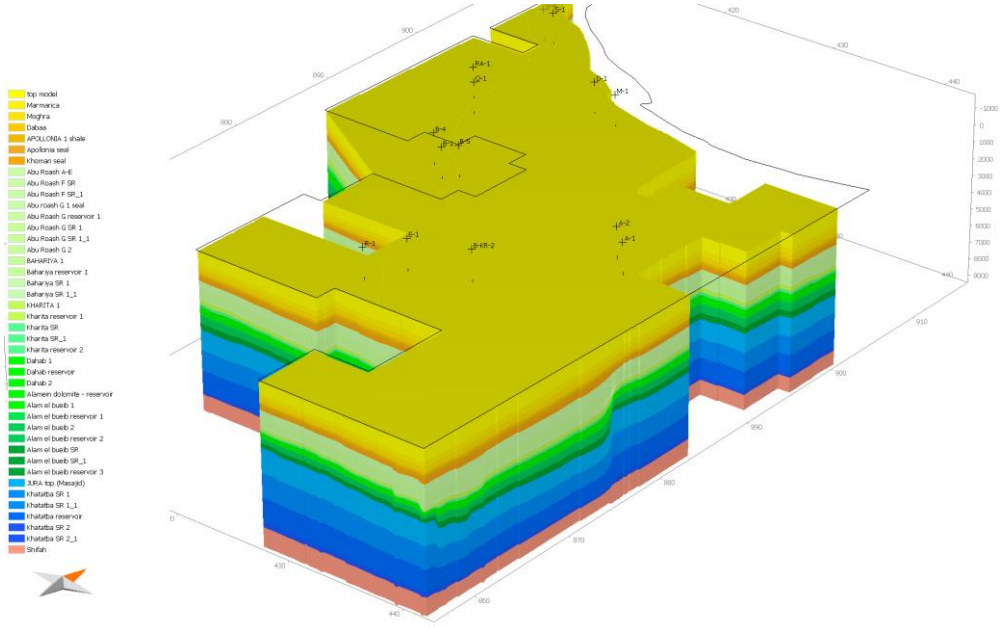
Rasjedi su također ranije interpretirani u računalnom programu *Petrel E&P software* i naknadno ubačeni u *Petromod* model kao poligoni. Prikaz rasjeda u programu *PetroMod* u odnosu na *Petrel E&P software* je jednostavniji jer je njihova primarna uloga u bazenskom modelu u vidu elemenata koji ograničavaju tok fluida ili pak omogućavaju tok fluida (elementi za ostvarivanje zamki ili trase migracije ugljikovodika). Ukupno je interpretirano

preko 70 rasjeda, no zbog pojednostavljivanja modela, te kako dinamička simulacija ne bi bila otežana, odabrana su 23 rasjeda. Njih je potrebno karakterizirati kao otvorene ili zatvorene za migraciju fluida te je potrebno navesti u kojem periodu su bili specificiranog karaktera.



Slika 7. Strukturni model s prikazom rasjeda

Na temelju horizonata i generalnog litostratigrafskog stupa za sjeverni dio Zapadne pustinje slijedilo je daljnje raščlanjivanje formacija u manje jedinice ranga članova, kojima je kasnije pridruživan litološki sastav i informacija kojem dijelu naftno-geološkog sustava pripadaju (ležišna, matična ili izolatorska stijena). S obzirom na česte izmjene u litološkom sastavu na području istraživanja, model je pojednostavljen u vidu 42 "sloja" (Slika 8). Nedostatak proizlazi iz činjenice da ti "slojevi" nemaju jednaku debljinu niti su rasprostranjeni na cijelom području istraživanja, kao što ih model prikazuje. Izradom karata distribucije facijesa za svaki "sloj" ti se nedostatci mogu umanjiti, no to ovisi o kvaliteti tih karata.

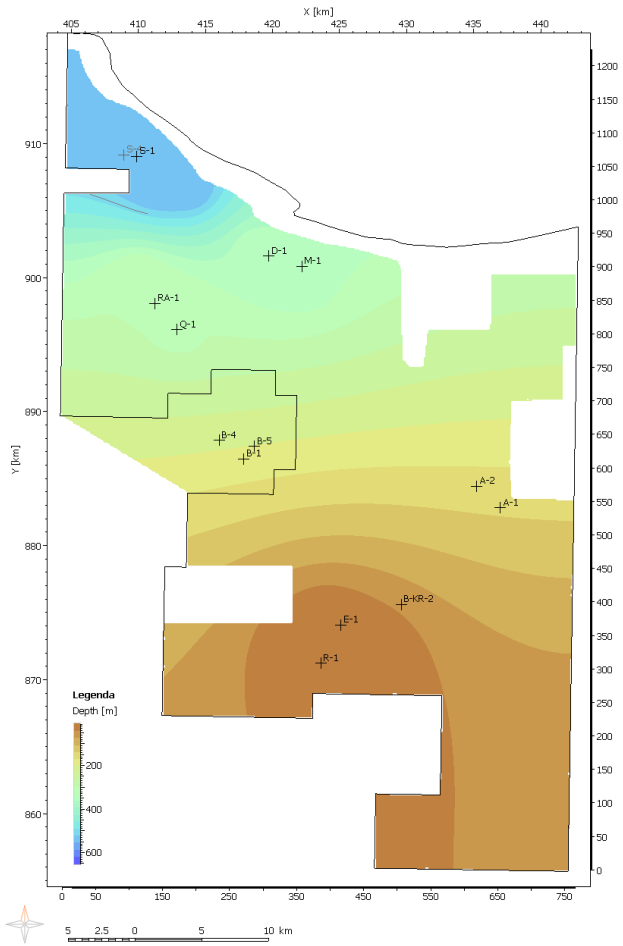


Slika 8. 3D model s prikazom 42 “sloja”odvojena na temelju sličnih facijesnih značajki

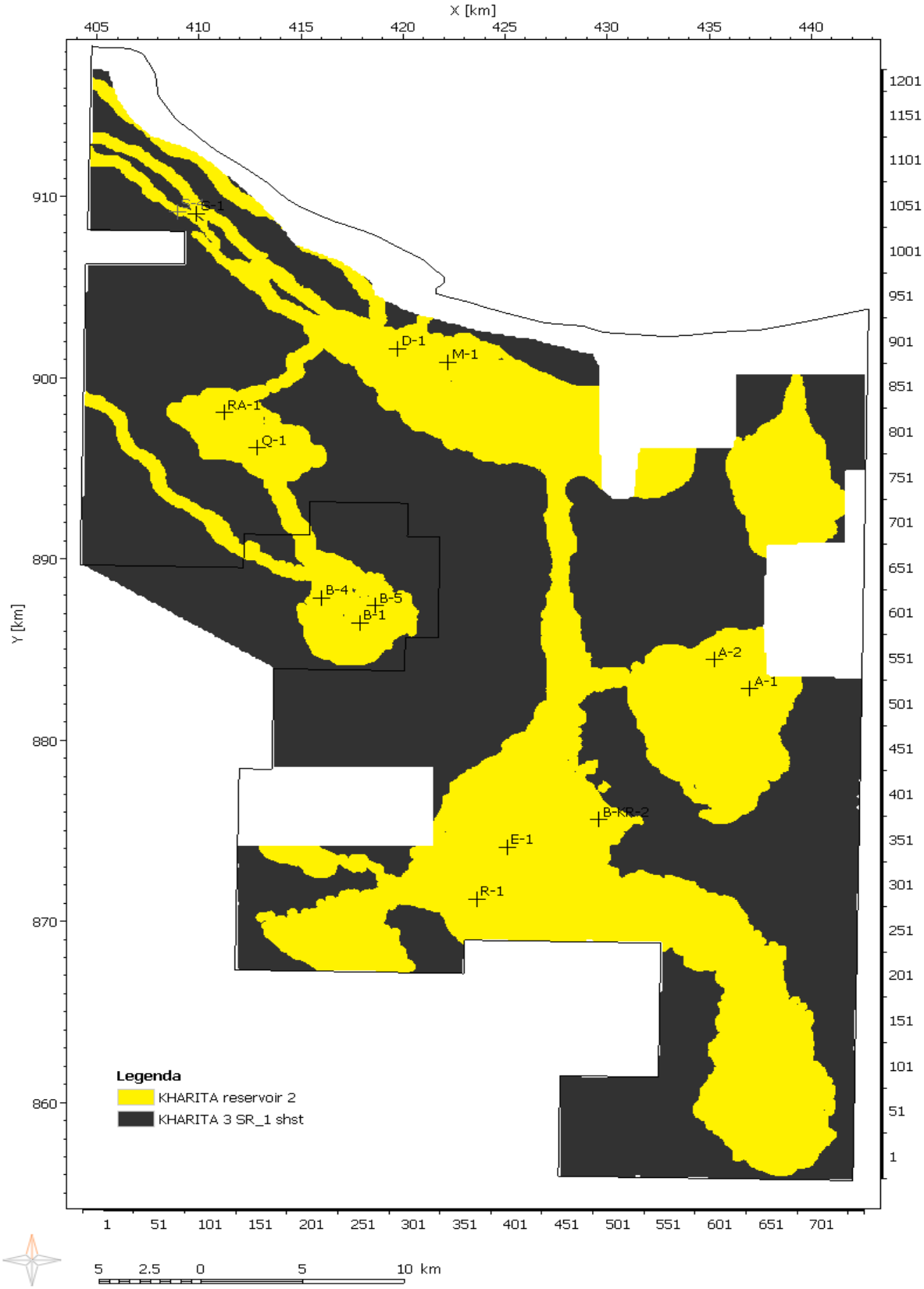
Litološki sastav definira se na temelju bušotinskih podataka i podataka s litostratigrafskog stupa, a zatim pridružuje svakom “sloju” pri definiranju tzv. facijesa. Nakon toga slijedi konstrukcija spomenutih karata distribucije facijesa. Za potrebe ovog diplomskog rada one su pojednostavljene te su uglavnom načinjene za “slojeve” koji sadrže ležišne stijene (Slika 10). Za “slojeve” koji su predstavljali matične ili izolatorske stijene, karte su sadržavale samo jednu definiranu litološku kategoriju. Važno je spomenuti da je matičnu stijenu bilo potrebno podijeliti na dva “sloja” jednakih debljina zato što *Petromod* nema mogućnost dodjeljivanja miješanog tipa kerogena odnosno kinetika, što je bilo potrebno za većinu matičnih stijena na području istraživanja (uglavnom miješani tip II/III). Iz tog razloga jednom je “sloju” dodijeljen je tip II, a drugom tip III kerogena. Karte su crtane na temelju podataka iz bušotina (stupovi bušotina) i seizmičkog atributa spektralne dekompozicije. Prema Partyka i dr. (1999), spektralna dekompozicija pomoću diskretne Fourierove transformacije (DFT) olakšava kartiranje debljine sloja i pozicioniranje diskontinuiteta kod 3D seizmičkih istraživanja. Transformacijom seizmičkih podataka u domenu frekvencije preko DFT-a, spektar amplitude određuje varijabilnost debljine sloja dok fazni spektar ukazuje na bočne diskontinuitete. Koristi se kod lociranja pješčanih kanala i kompleksnih rasjednih sustava. Prilično ovisi o kvaliteti ulaznih podataka i iskustvu interpretatora. Na slici 11 vidljiva je spektralna dekompozicija za formaciju Kharita, kao prikaz različitih

frekvencija vremenski udaljenih 30 ms ispod interpretiranog horizonta Kharita. Otprilike se može pretpostaviti gdje se nalaze pješčani kanali. Rasjedi i rasjedne zone se također mogu relativno lako uočiti, dok je ostatak prostora teže interpretirati pa je na karti distribucije facijesa zbog pojednostavljenja prikazan šejlom.

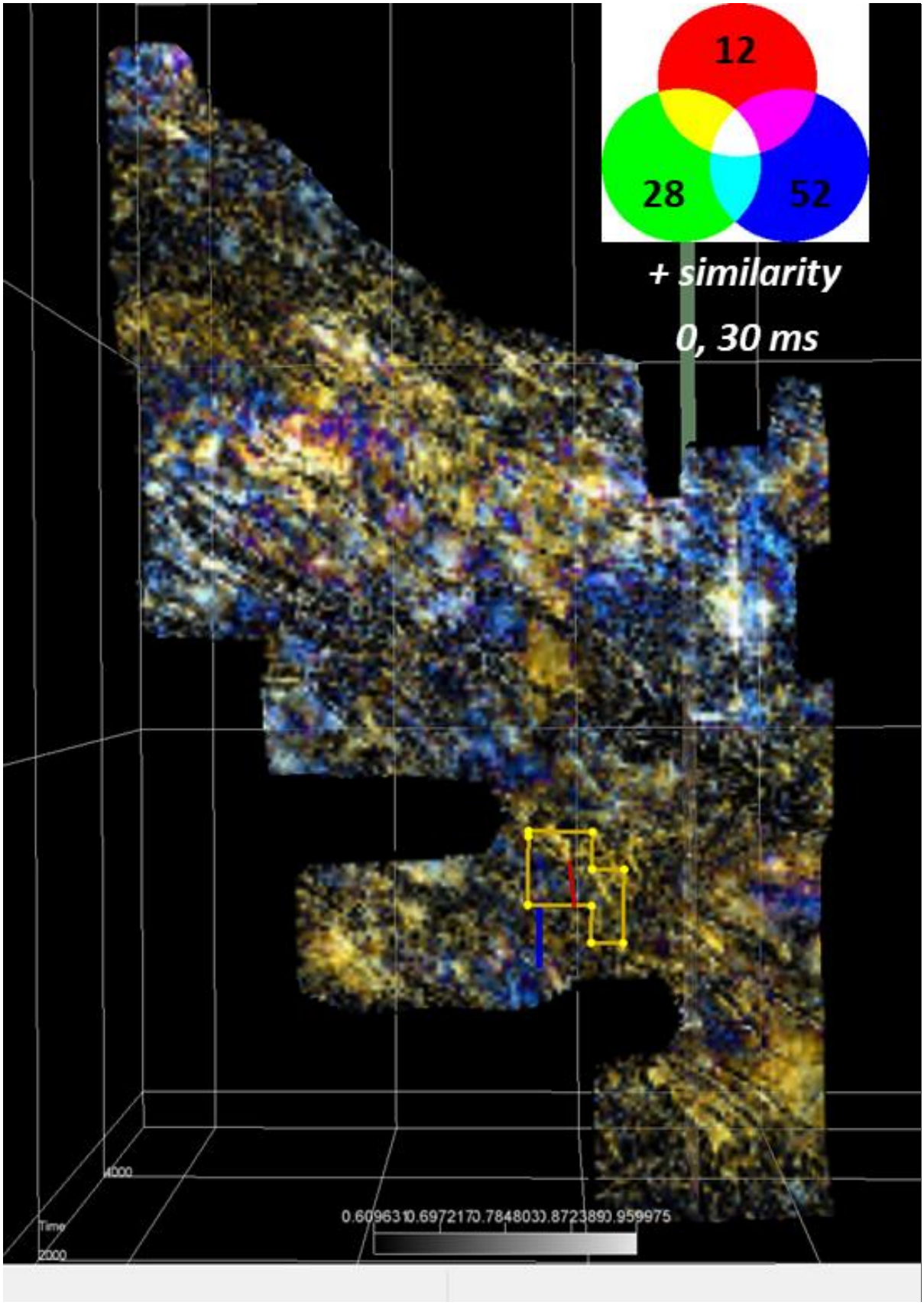
Na području istraživanja postoji pet erozijskih granica: Shifah-Khatatba, Masajid-Alam el Bueib, Dahab-Kharita, Abu Roash-Khoman, Khoman-Apollonia te recentna erozija na Zemljinoj površini. Ne postoje podatci o trajanju erozije i kolika je debljina naslaga prilikom tih događaja erodirana, pa su one pretpostavljene na temelju analize debljina formacija poznatih iz bušotinskih podataka. U tijeku kalibracije te su vrijednosti mijenjane u ovisnosti o raskoraku modeliranih podataka i onih prikupljenih mjerenjima u bušotinama. Kod crtanja karata erozija unesene su vrijednosti pretpostavljene debljine erodiranog materijala za pojedinu bušotinu te se interpolacijom dobila distribucija erozije za cijelo područje (Slika 9).



Slika 9. Karta erozije na kontaktu Khoman-Apollonia

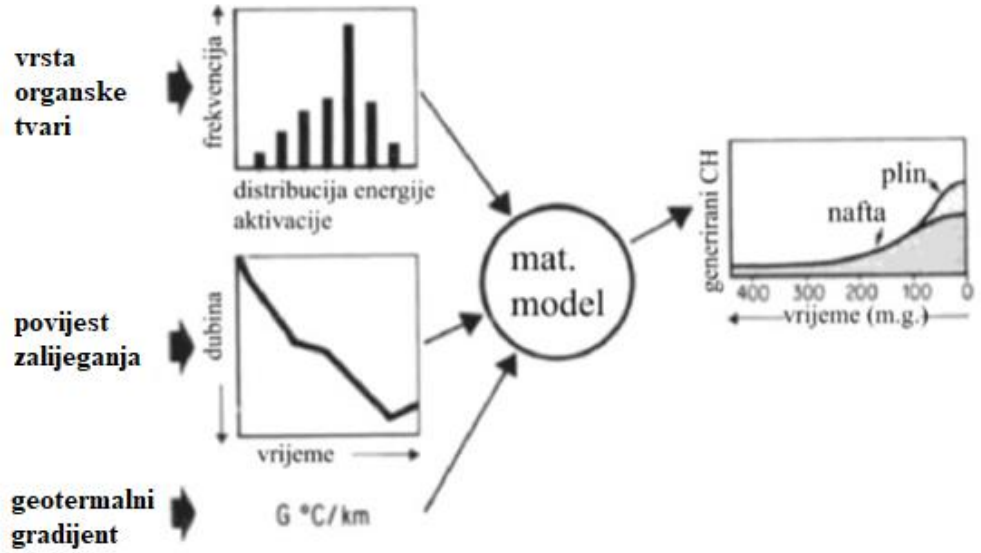


Slika 10. Karta distribucije facijesa za "sloj" *Kharita reservoir 2*. U legendi su vidljivi facijesi dodijeljeni u *Petromodu*: *Kharita reservoir 2* predstavlja ležišnu stijenu (pješčenjak) dok *Kharita 3 SR_1 shst* predstavlja matičnu stijenu (šejl)



Slika 11. Seizmički atribut spektralna dekompozicija za formaciju Kharita

Kao što je spomenuto, svakom se "sloju" dodjeljuje karakteristika elementa naftnog sustava, odnosno odabire se je li promatrana jedinica matična (eng. *source rock*), ležišna (eng. *reservoir*) ili izolatorska stijena (eng. *seal*). Najvažniji element i fokus bazenskog modeliranja predstavljaju matične stijene. Njihova svojstva iskazana su geokemijskim podatcima poput vitrinitne refleksije Ro (%) (podatci postoje jedino za D-1 bušotinu), rezultata Rock eval pirolize kojom se dobiju podatci o TOC i HI (eng. *Hydrogen Index*) koje je za potrebe modeliranja u *Petromodu* potrebno preračunati na inicijalni TOC i HI te nacrtati karte prostorne rapodjele ovih parametara za svaku matičnu stijenu, što je izvedeno sličnim postupkom kao i za karte erozije - interpolacijom. Dostupni podatci su srednje do loše kvalitete te je od strane specijalista za karakterizaciju matičnih stijena iz laboratorija INA d.d. napomenuto kako nema Rock eval analize na ekstrahiranim uzorcima i da je potrebna dodatna korekcija oko određivanja litološkog sastava. Na temelju dostupnih podataka, određeno je koji će se kinetici koristiti za potrebe ovog modela. Kinetici predstavljaju skup aktivacijskih krivulja koje kvantitativno prikazuju ponašanje organske tvari u odnosu na temperaturu, dubinu (tlak) i starost, a određeni su eksperimentalno. Njima se prikazuje pretvorba kerogena u ugljikovodike (krekiranje) kroz geološku prošlost (Slika 12). Na temelju navedenog, model izračunava količine nafte i plina akumulirane kroz geološko vrijeme (Tissot, 1984). Za područje istraživanja nema dostupnih kinetika, pa su korišteni kinetici koji su ponuđeni u softveru.



Slika 12. Prikaz principa korištenja kinetika u bazenskom modeliranju (Tissot, 1984; preuzeto i modificirano iz Penava, 2018).

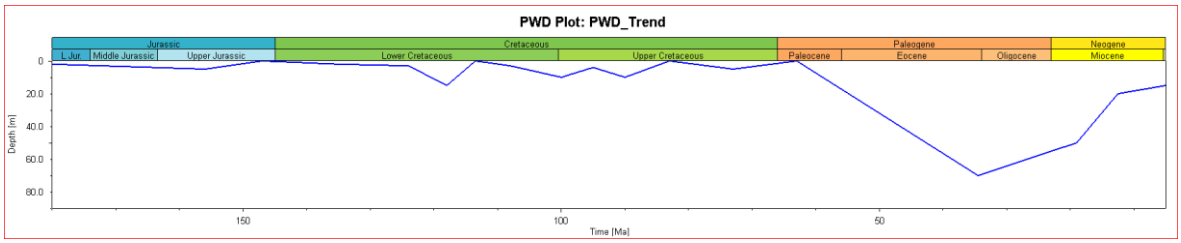
4.1.1. Granični uvjeti

Granični uvjeti (eng. *boundary conditions*) predstavljaju skup parametara koji opisuju temperaturne uvjete tijekom geološke prošlosti. To su:

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

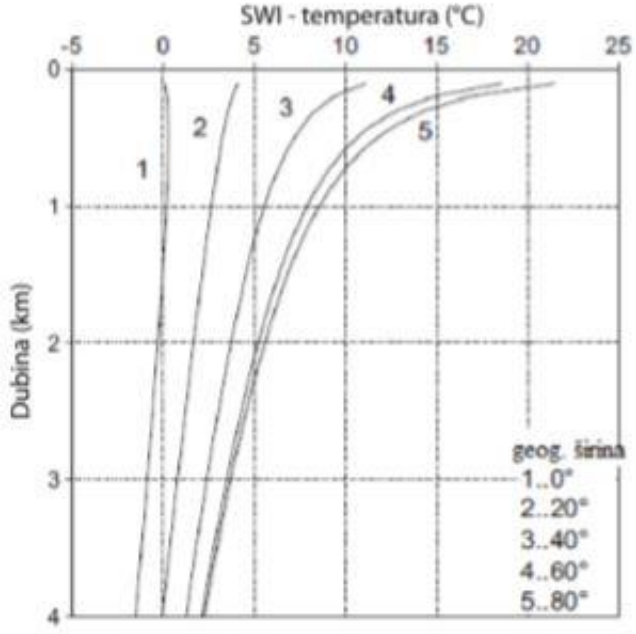
Prema Hantschel & Kauerauf (2009), toplinski tok je prijenos toplinske energije iz unutrašnjosti Zemlje prema površini. Mehanički i termalni procesi unutar kore i plašta određuju njegov iznos, smjer i distribuciju. Glavni izvor toplinske energije predstavlja remanentna toplina u jezgri i plaštu (17% doprinosa toplinskom toku) i toplina generirana raspadom radioaktivnih minerala u stijeni koji zbog sadržaja radioaktivnih elemenata poput torija, uranija i kalija generiraju toplinu pri dubinama od 20 do 40 km (83% doprinosa toplinskome toku).

Dubina vode u geološkoj prošlosti predstavlja dubinu vode u taložnom okolišu pri sedimentaciji naslaga tijekom geološke prošlosti. Podatci se dobivaju iz recentnih batimetrijskih podataka, kartiranih 2D i 3D seizmičkih podataka određenog prostora te dobro opisanog litostratigrafskog modela područja. Dobivene i interpretirane vrijednosti mogu se kalibrirati mikropaleontološkim podatcima iz bušotinskih jezgara te paleogeografskim kartama (Hantschel & Kaureauf, 2009). Ti su podatci za potrebe modela procijenjeni na temelju taložnih okoliša, što znači da moguće odstupaju od stvarnih vrijednosti (Slika 13).

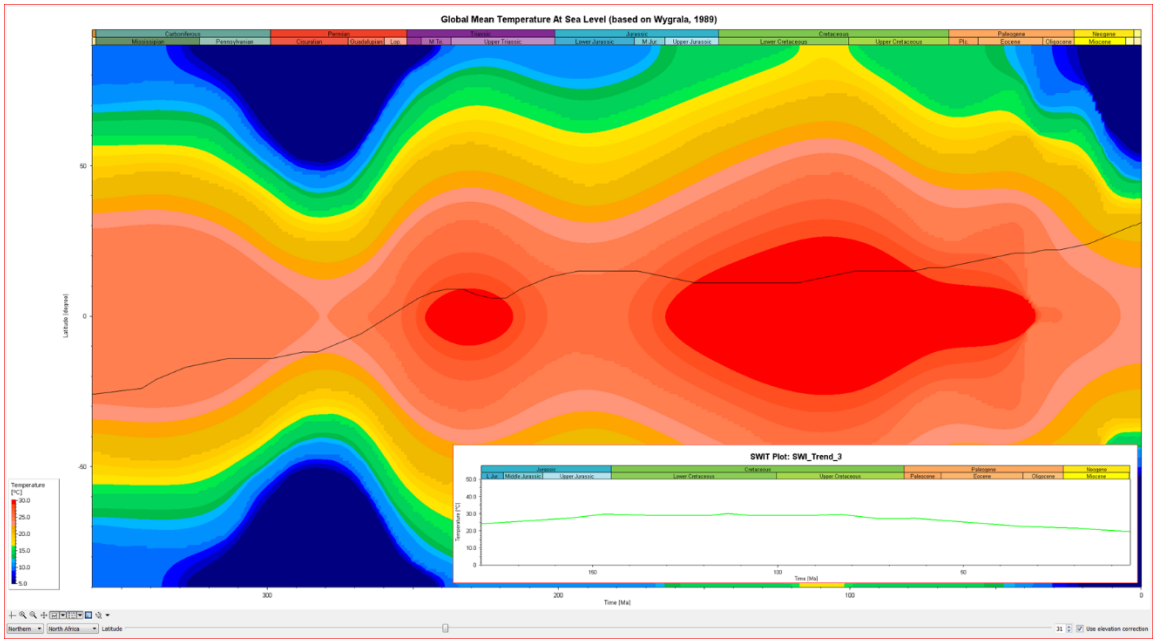


Slika 13. Grafikon koji prikazuje trend PWD-a kroz geološku prošlost.

Faktor utjecaja površinske temperature mora/vode na temperaturu podzemlja (engl. SWIT - Sediment Water Interface Temperature) je parametar koji određuje temperaturu prostora između dna taložnog prostora i površine mora te predstavlja gornju granicu toplinskog toka. Ovisi o dubini i geografskoj širini (Slika 14). U softveru su dotupne srednje vrijednosti temperatura na razini mora iz geološke prošlosti prema odabranoj hemisferi i geografskoj širini istraživanog područja prema Wygrala (1989). Na slici 15 je prikazana promjena prema geografskoj širini istraživanog područja (31°) i njezinoj oscilaciji kroz geološko vrijeme.



Slika 14. Prikaz ovisnosti SWI temperature o dubini i geografskoj širini (prema Kaureauf, 2009, preuzeto iz Penava, 2018).



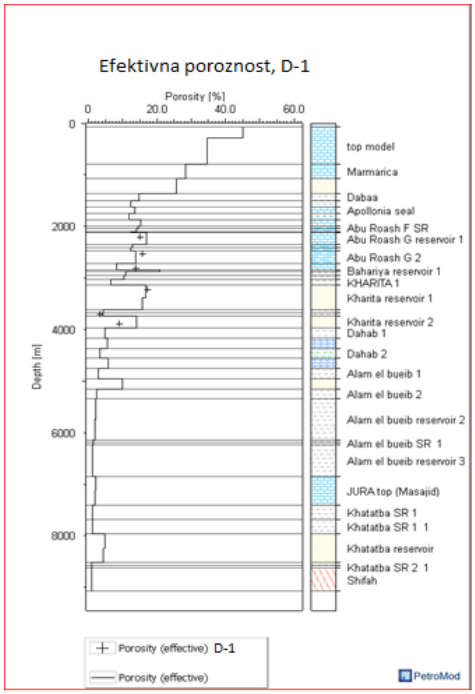
Slika 15. Prikaz auto SWIT parametra kroz geološko vrijeme, u odnosu na geografsku širinu (prema Wygrala, 1989).

Nakon određenih graničnih uvjeta, kalibrirani su podatci o poroznosti, tlaku, temperaturi i vitrinitnoj refleksiji. Jedina bušotina za koju postoje sva četiri podatka bila je D-1. Mijenjanjem pojedinih značajki kao što su inicijalna poroznost (parametar koji je automatski zadan za određenu litološku kategoriju, ali se može mijenjati, a o njemu će ovisiti i poroznost te litološke kategorije na određenoj dubini), propusnost, toplinska provodljivost, ali i mijenjanjem facijesa na području bušotine moguće je postići uvjete što sličnije stvarnima. Na slikama 16, 17, 18 i 19 vidljive su kalibracije za bušotinu D-1.

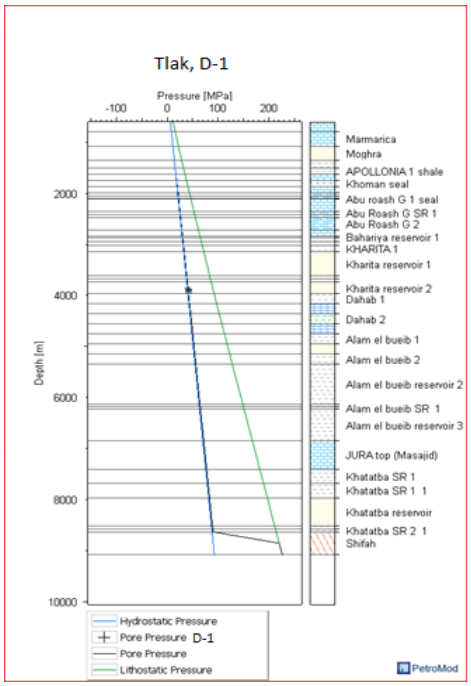
Vrijednosti temperatura unesene su za 11 bušotina. Većinom je to bila BHT (eng. *Bottom Hole Temperature*) ili je rjeđe unesena iz rezultata testova RDT (eng. *Reservoir Description Tool*). Za 8 bušotina postojali su podatci o pornom tlaku.

Podatci o poroznosti bili su dostupni za 17 bušotina.

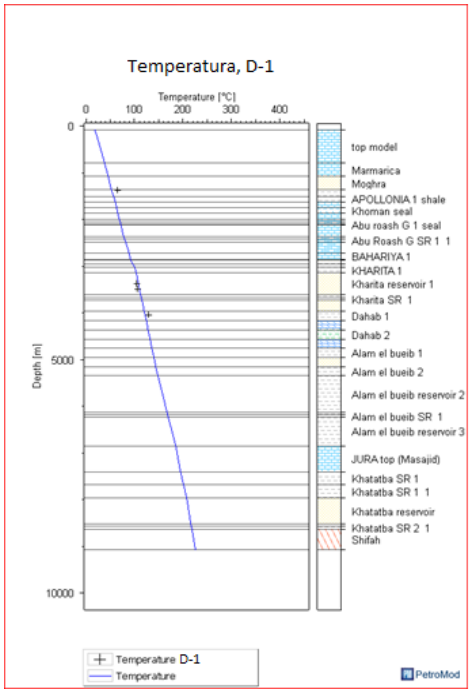
Podatci za vitrinitnu refleksiju nisu idealne kvalitete, na slici 19 uočava se da postoje dva trenda, jer crveno označena mjerenja predstavljaju ekvivalent vitrinitne refleksije mjerene na dezmokolinitima, a ne vitrinitima, zbog čega ih treba uzeti u obzir s količinom opreza. Plava očitanja odnose se na očitanja vitrinitne refleksije, no bila su dostupna samo četiri mjerenja, od kojih su tri na vrlo malim udaljenostima, te se na temelju njih ne može odrediti pravi trend. Zbog navedenog, uzet je srednji trend.



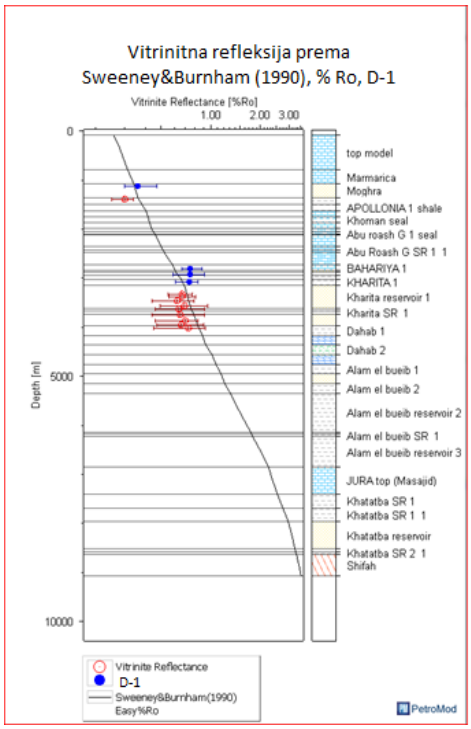
Slika 16. Kalibracija efektivne poroznosti za bušotinu D-1



Slika 17. Kalibracija tlaka za bušotinu D-1



Slika 18. Kalibracija temperature za bušotinu D-1

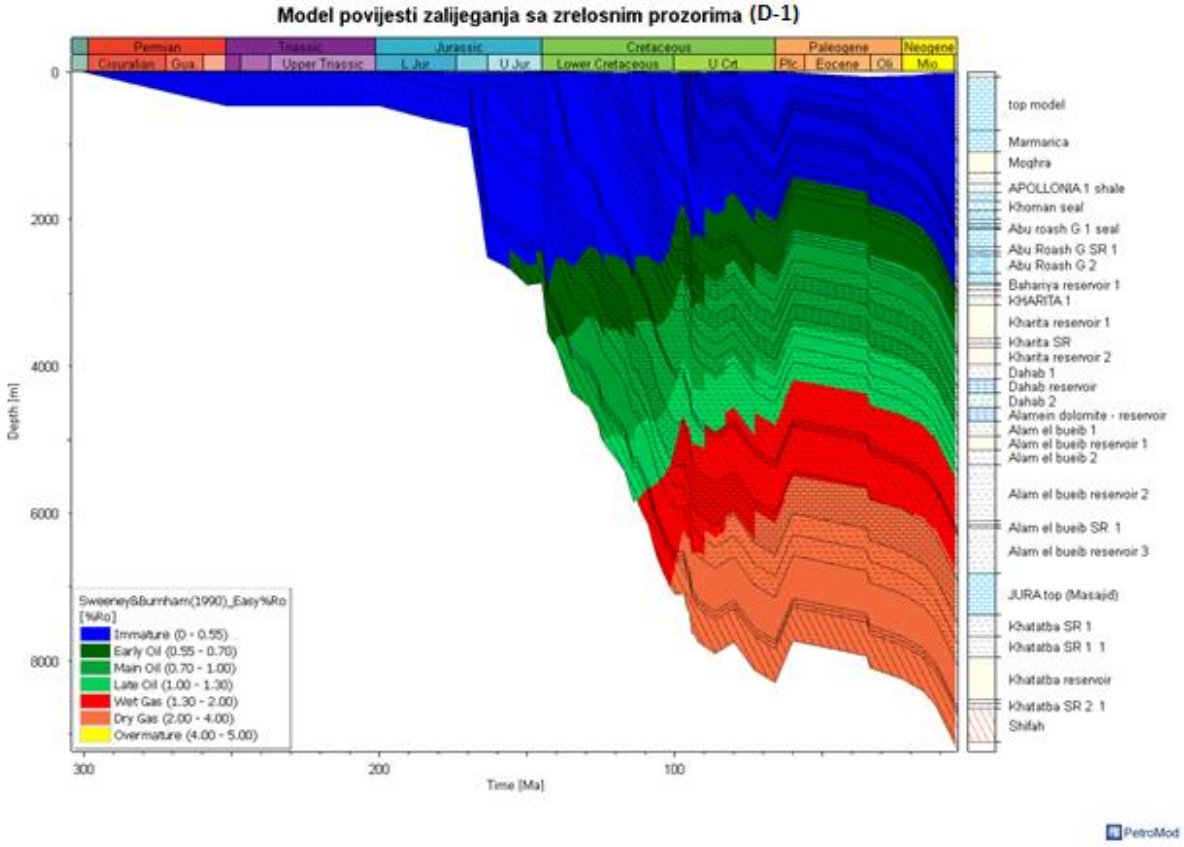


Slika 19. Kalibracija vitrinitne refleksije za bušotinu D-1

Nakon provedene simulacije moguće je ponovno mijenjati određena svojstva i opetovano simulirati model kako bi se dobio rezultat koji što više opisuje stvarnu situaciju. Za potrebe ovog diplomskog rada korištena je dinamička hibridna metoda simulacije *Darcy flow* + *Flowpath*. Prema (Hantschel & Kaureauf, 2009), *Darcy flow* metoda opisuje multikomponentni trofazni tok temeljeći se na relativnoj propusnosti i kapilarnom tlaku zbog čega se može upotrebljavati za migraciju. Brzine migracije i zasićenja računaju se u jednom koraku, a posebni algoritmi koriste se za opisivanje dismigracije (eng. *break through*) i migracije po rasjedima. *Flowpath* metoda koristi pojednostavljeni vertikalni transport generiranih ugljikovodika.

5. Rezultati i diskusija

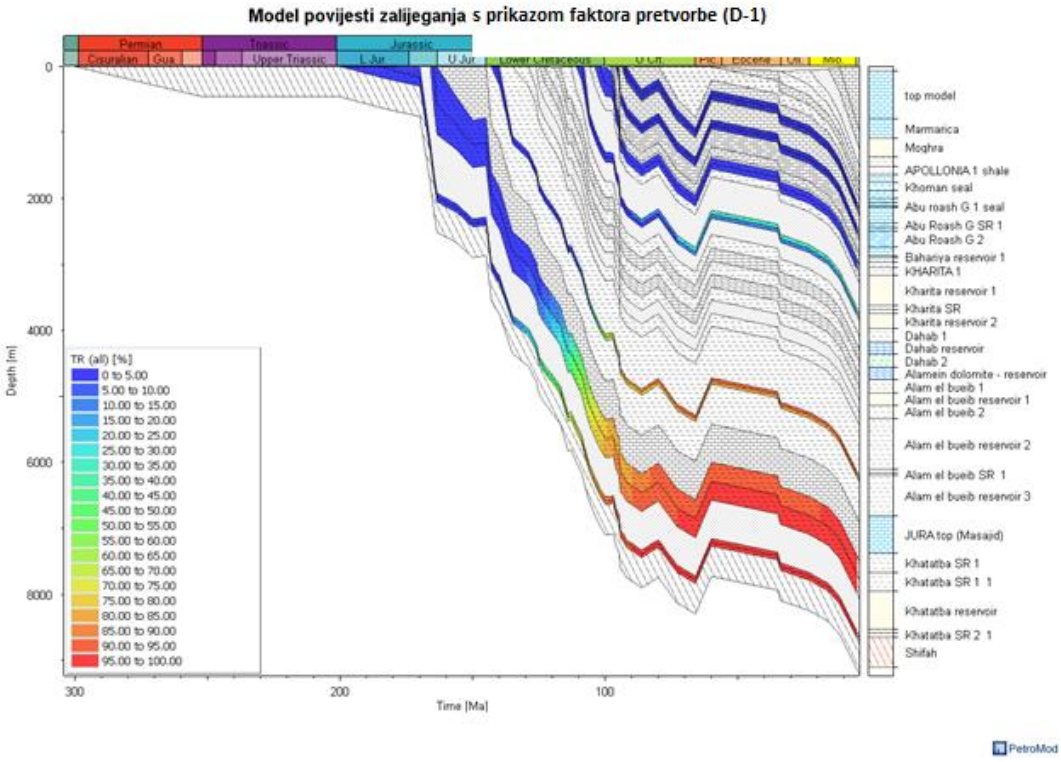
Nakon pokretanja simulacije dobiveni su rezultati o zrelosti matičnih stijena te lokacije i volumeni potencijalnih akumulacija ugljikovodika. Na slici 20 može se vidjeti jednodimenzionalni (1D) model (model povijesti zalijeganja sa zrelosnim prozorima) za bušotinu D-1 kao jedinu koja je sadržavala podatke i o vitrinitnoj refleksiji. Na prikazu se može vidjeti na kojoj se dubini stijena nalazila kroz geološku prošlost te kada se nalazila u kojem zrelosnom prozoru. Na slici 21 prikazan je 1D model povijesti zalijeganja s kinetičkim prozorima koji prikazuje faktor pretvorbe za matične stijene. Faktor pretvore (eng. *Transformation ratio* - TR) je parametar koji govori o odnosu generiranih ugljikovodika iz kerogena i količine ugljikovodika koju je kerogen sposoban generirati. Ovisi o podrijetlu organske tvari tj. tipu kerogena i povijesti zrelosti bazena (Tissot & Welte, 1984).



Slika 20. 1D model povijesti zalijeganja sa zrelosnim prozorima za bušotinu D-1

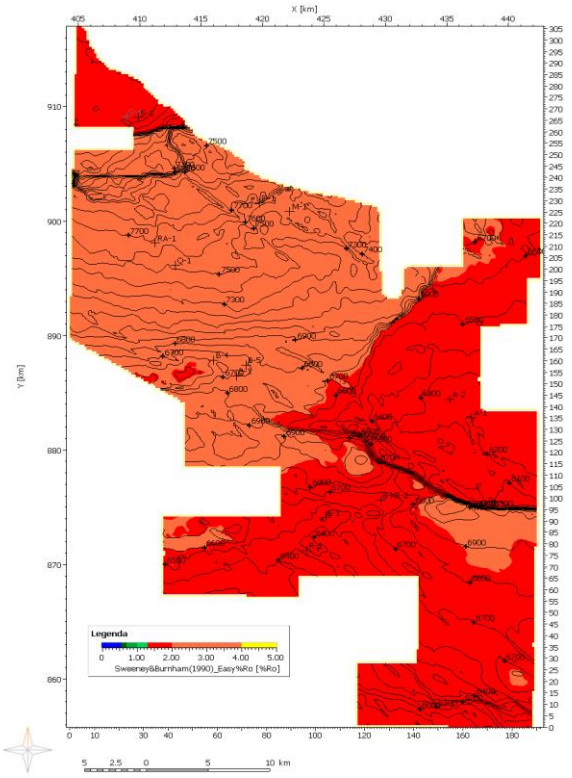
Kao rezultat dobiveno je da se matične stijene formacije Khatatba nalaze u prozoru suhog plina, matične stijene formacije Alam el Bueib u prozoru mokrog plina. Matične stijene formacija Kharita nalaze se u prozoru srednje zrelosti te su mogle dati naftu (vitrinitna refleksija Ro 0,7–1%) dok su matične stijene formacija Bahariya, Abu Roash G i Abu Roash F na području bušotine D-1 nezrele te im vitrinitna refleksija iznosi 0–0,55%.

Faktor pretvorbe na prostoru bušotine 1-D za najdublje matične stijene iznosi gotovo 100%, a dalje će biti razmatran na karakterističnim profilima.

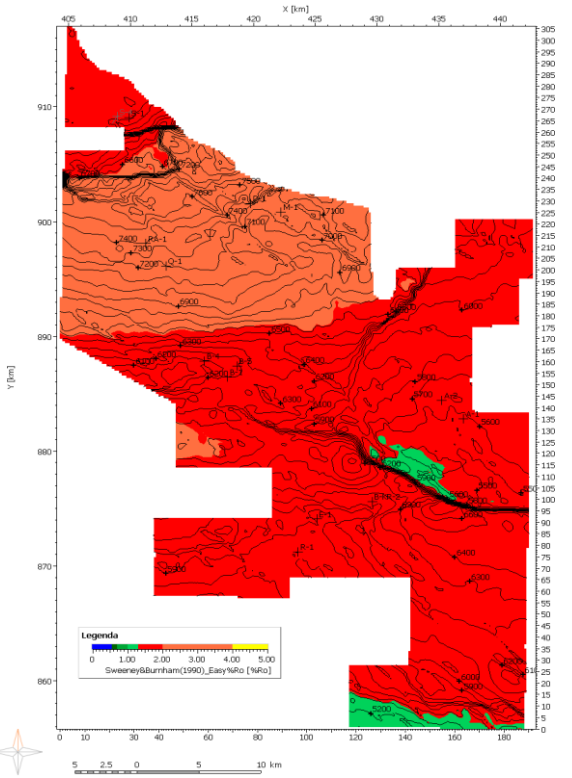


Slika 21. 1D model povijesti zalijeganja s prikazom faktora pretvorbe za bušotinu D-1

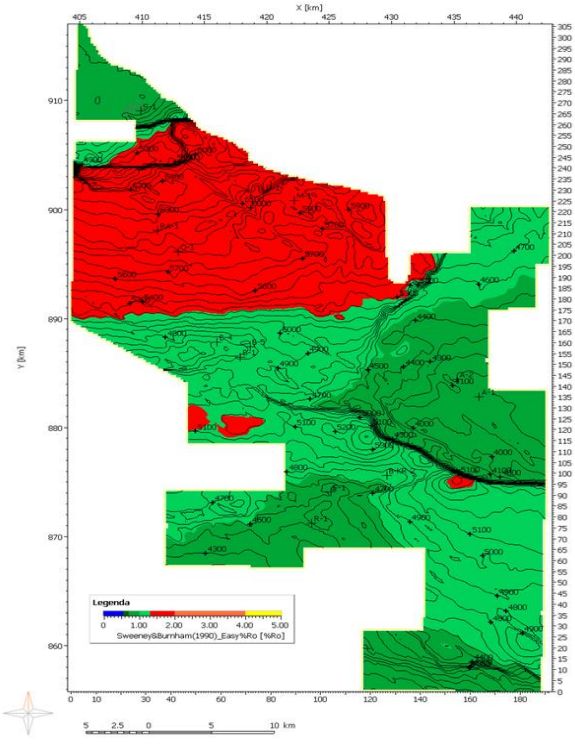
Kao rezultat 3 D modeliranja generirane su karte zrelosti matičnih stijena na cijelom području istraživanja. Primjerice, najdublji paket matičnih stijena formacije Khatatba pokazuje prozor suhog plina za cijelo područje istraživanja, dok se za plići paket matičnih stijena, raspored može vidjeti na slikama 22.a i 22.b. Zbog tehničkih problema prilikom dodavanja kinetika za mješani tip kerogena slojeve se moralo podijeliti na dva dijela te zato postoje dvije karte za jednu matičnu stijenu (SR 1 i SR 1_1). Plići „sloj“ (SR 1) pokazuje zrelost matičnih stijena u ranom naftnom prozoru na jugoistoku te na istočnom središnjem dijelu područja istraživanja. Matične stijene formacije Alam el Bueib na sjeverozapadnom dijelu područja istraživanja nalaze se u naftnom prozoru dok se južno od njih nalazi zona generiranja mokrog plina, a dalje prema jugu i jugoistoku nalaze se stijene u naftnom prozoru. Ove matične stijene također imaju miješani tip kerogena zbog kojeg ih se moralo podijeliti na dva „sloja“ (Slike 23.a i 23.b).



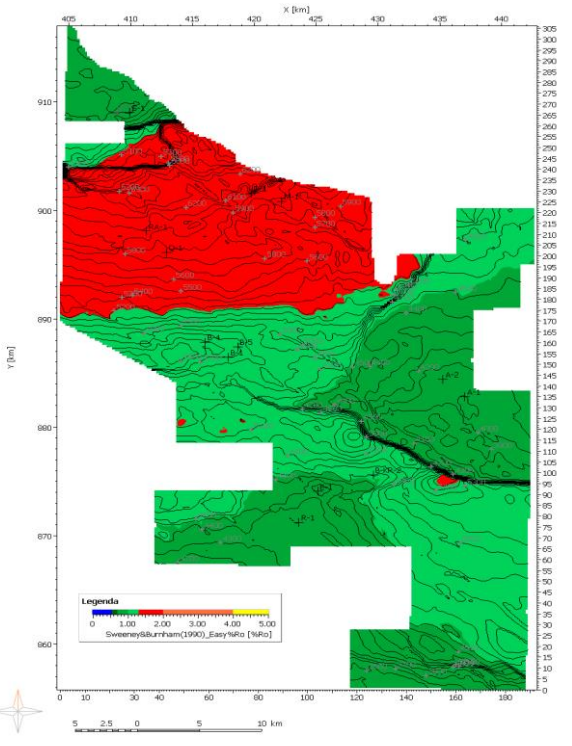
Slika 22.a) Zrelost prema vitrinitnoj refleksiji za "sloj" Khatatba SR 1_1



Slika 22.b) Zrelost prema vitrinitnoj refleksiji za "sloj" Khatatba SR 1



Slika 23.a) Zrelost prema Ro za “sloj” Alam el Bueib SR 1



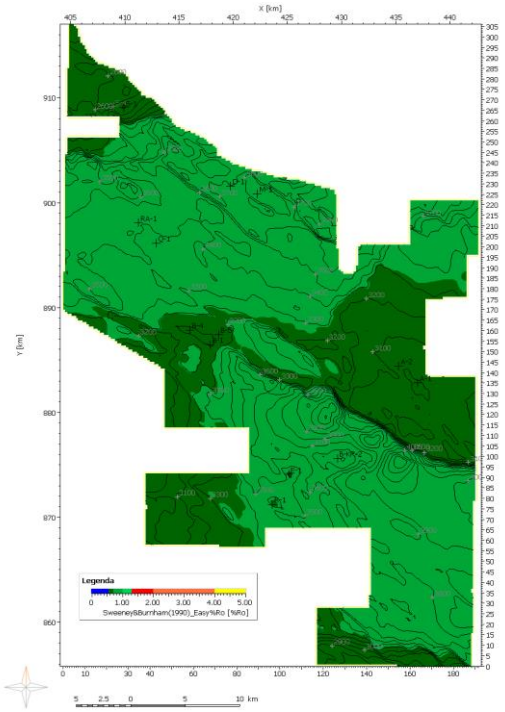
Slika 23.b) Zrelost prema Ro za “sloj” Alam el Bueib SR

Matične stijene Kharita formacije na sjeverozapadnom, istočnom i zapadnom dijelu su u ranom naftnom prozoru, dok je ostatak u prozoru srednje zrelosti za naftu. Tip kerogena je miješani II/III stoga je član također podijeljen na dva dijela (Slike 24.a i 24.b), kao i za matične stijene Bahariya formacije (Slike 25.a i 25.b). One se nalaze nešto pliće, pa su izdignuta područja karakterizirana kao nezrele matične stijene. Ostali "slojevi" s matičnim stijenama pripadaju članovima G i F formacije Abu Roash, a karakterizirane su kao nezrele na području istraživanja.

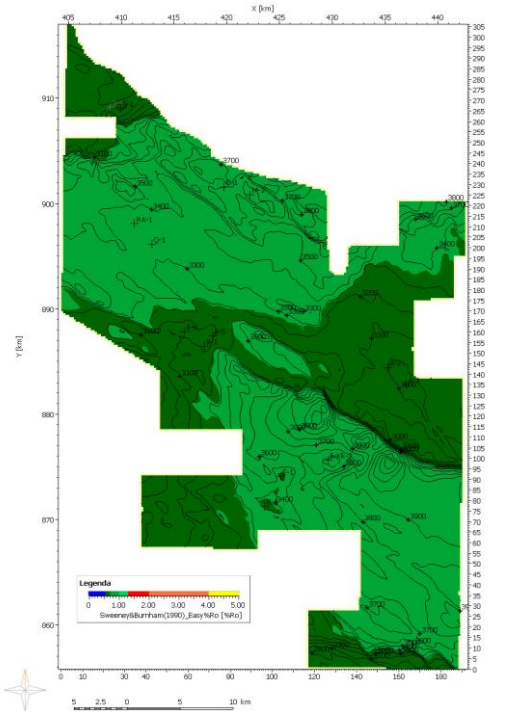
Akumulacije ugljikovodika odnosno potencijalna ležišta također su prikazana na kartama, a označena su kao područja s povećanom saturacijom ugljikovodicima (eng. *Petroleum Saturation*). Grešku u modelu predstavlja zasićenje prisutno u matičnim stijenama i to u vidu velikog ležišta u članu Abu Roash F na području bušotina A-1 i A-2. Jedan od mogućih uzroka je to što je član Abu Roash F predstavljen glinovitim vapnencima (eng. *argillaceous limestone*) dok je u računalnom programu karakteriziran kao jedna od ponuđenih litoloških komponenti, *limestone (shaly)* koji iako su vertikalno praktički gotovo nepropusni, ipak ih karakterizira horizontalna propusnost od 2-10 mD u plićim dijelovima, pa se takav problem mogao riješiti odabirom druge kategorije. Na slikama 27 i 28 prikazani su karakteristični profili koji prikazuju zasićenost ugljikovodicima, a na kojima su vidljiva i navedena ležišta u "slojevima" Abu Roash F SR te Abu Roash F SR1.

Na slikama 29 i 30 prikazani su karakteristični profili s prikazom fakora pretvorbe za matične stijene, na kojima je vidljivo da je formacija Khatatba proizvela gotovo cjelokupnu količinu ugljikovodika koju je mogla proizvesti, dok je plića formacija Alam el Bueib u izdignutim područjima generirala tek 50% ugljikovodika koje je sposobna generirati.

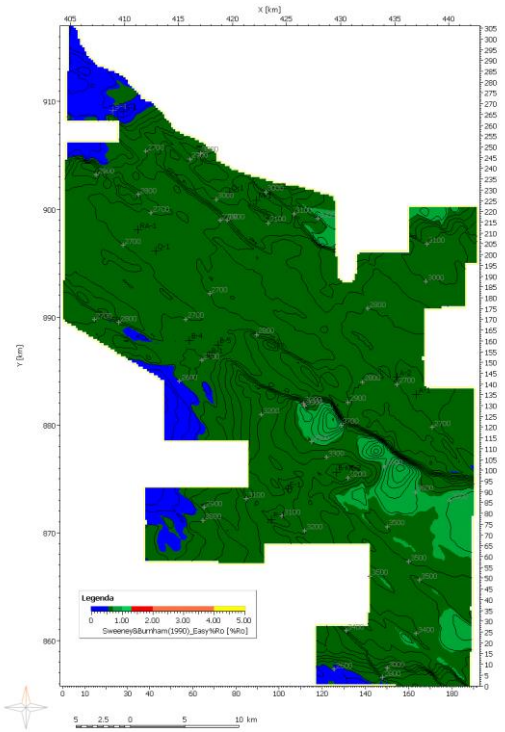
Na slici 26 vidljiva je položajna karta s prikazom trasa navedenih karakterističnih profila. Zasićenje je također prisutno u farmaciji Masajid koja bi trebala predstavljati izolatorsku stijenu.



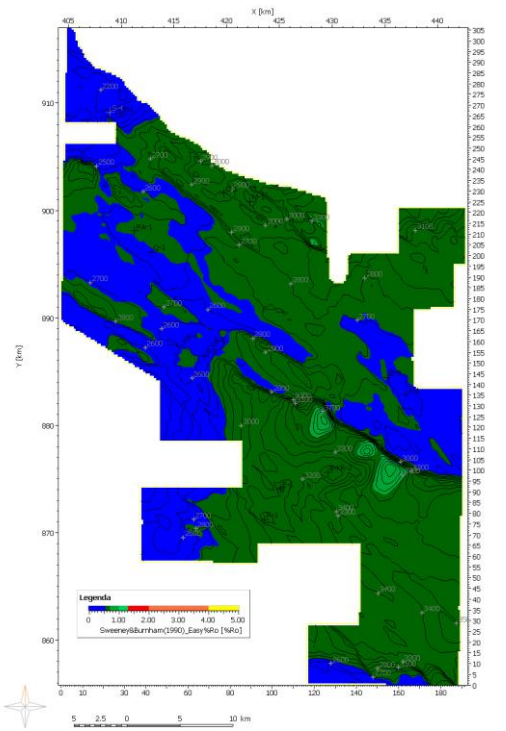
Slika 24.a) Zrelost prema Ro za “sloj” Kharita SR 1



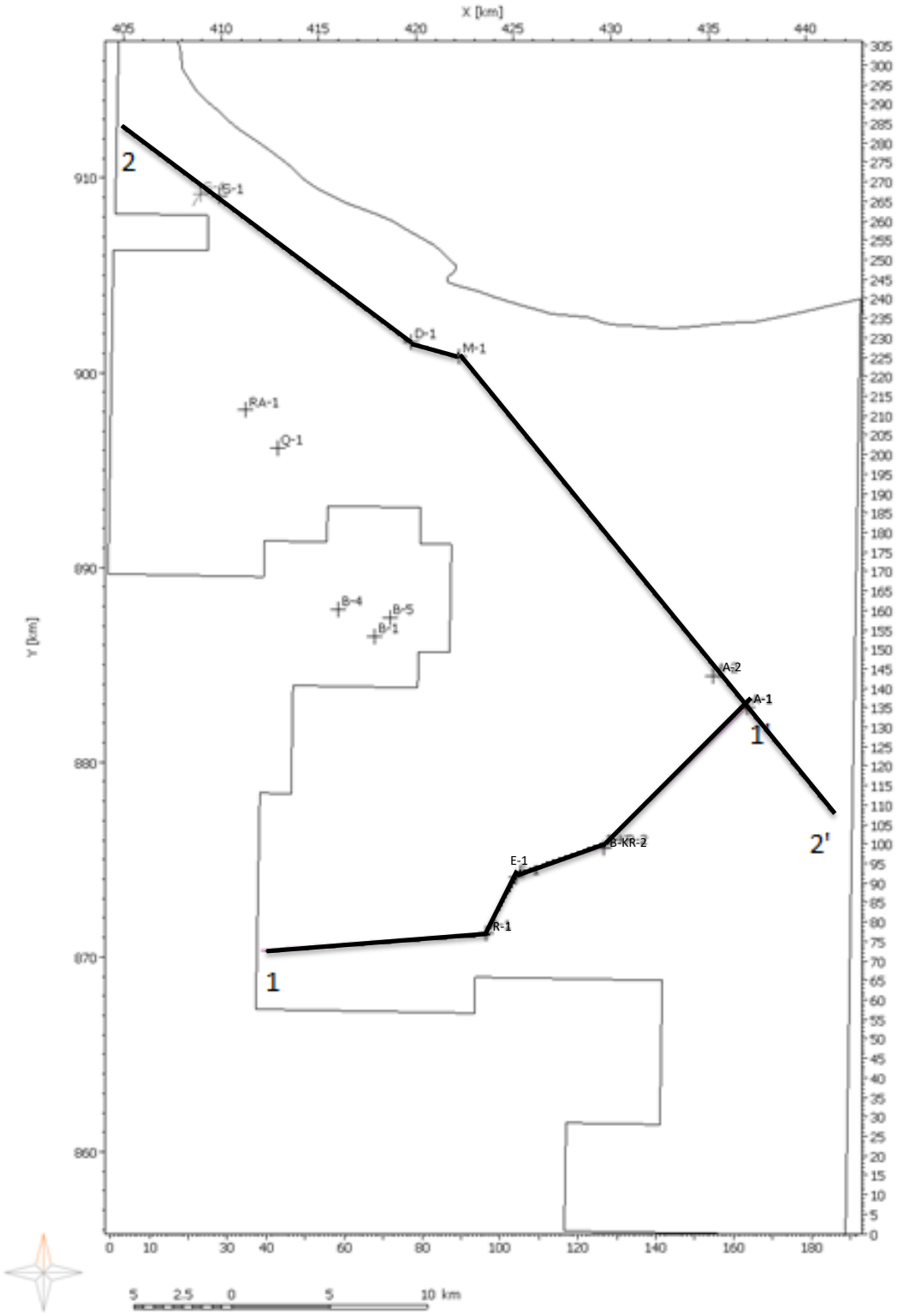
Slika 24.b) Zrelost prema Ro za “sloj” Kharita SR



Slika 25.a) Zrelost prema Ro za “sloj” Bahariya SR 1_1

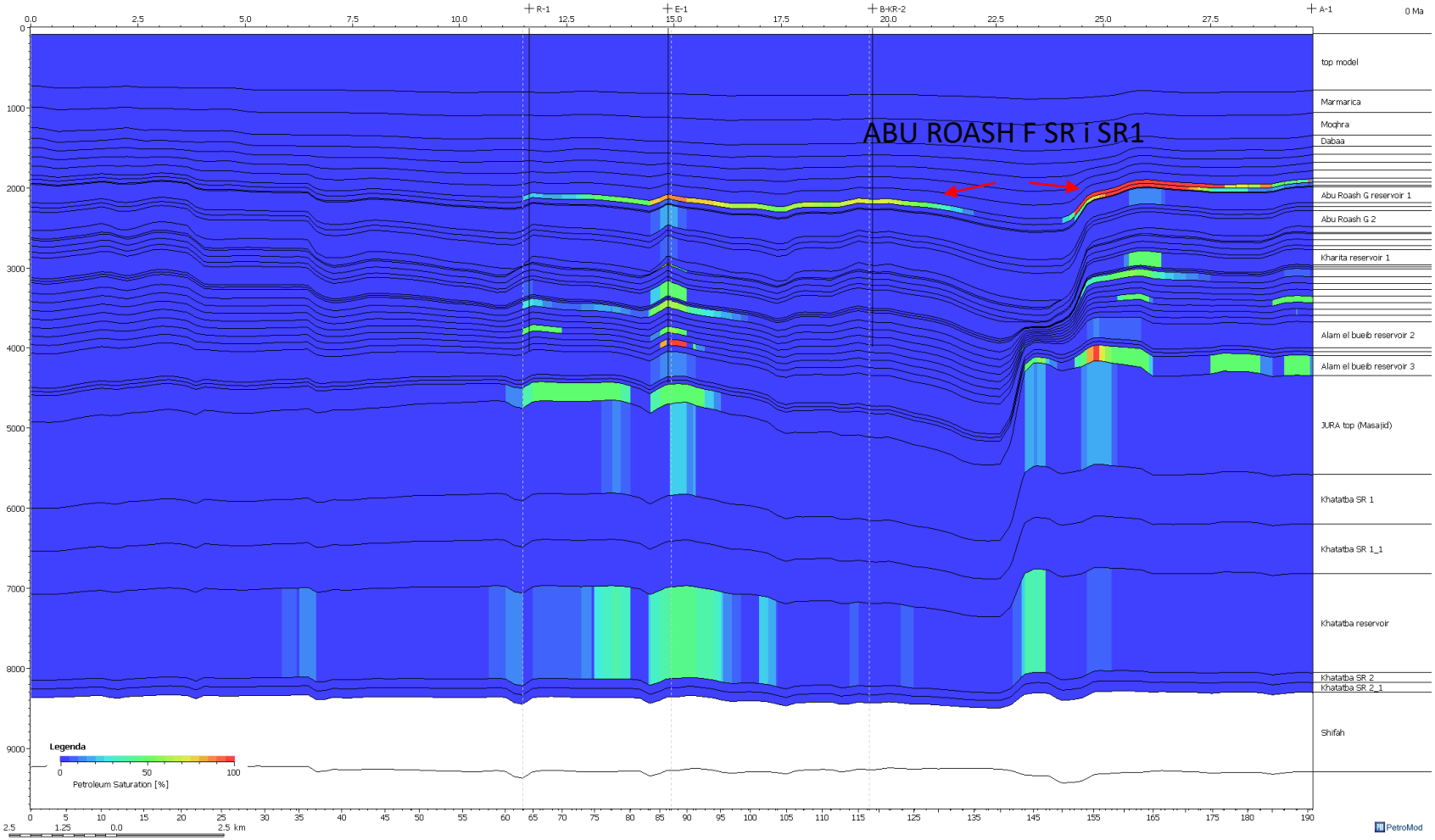


Slika 25.b) Zrelost prema Ro za “sloj” Bahariya SR 1



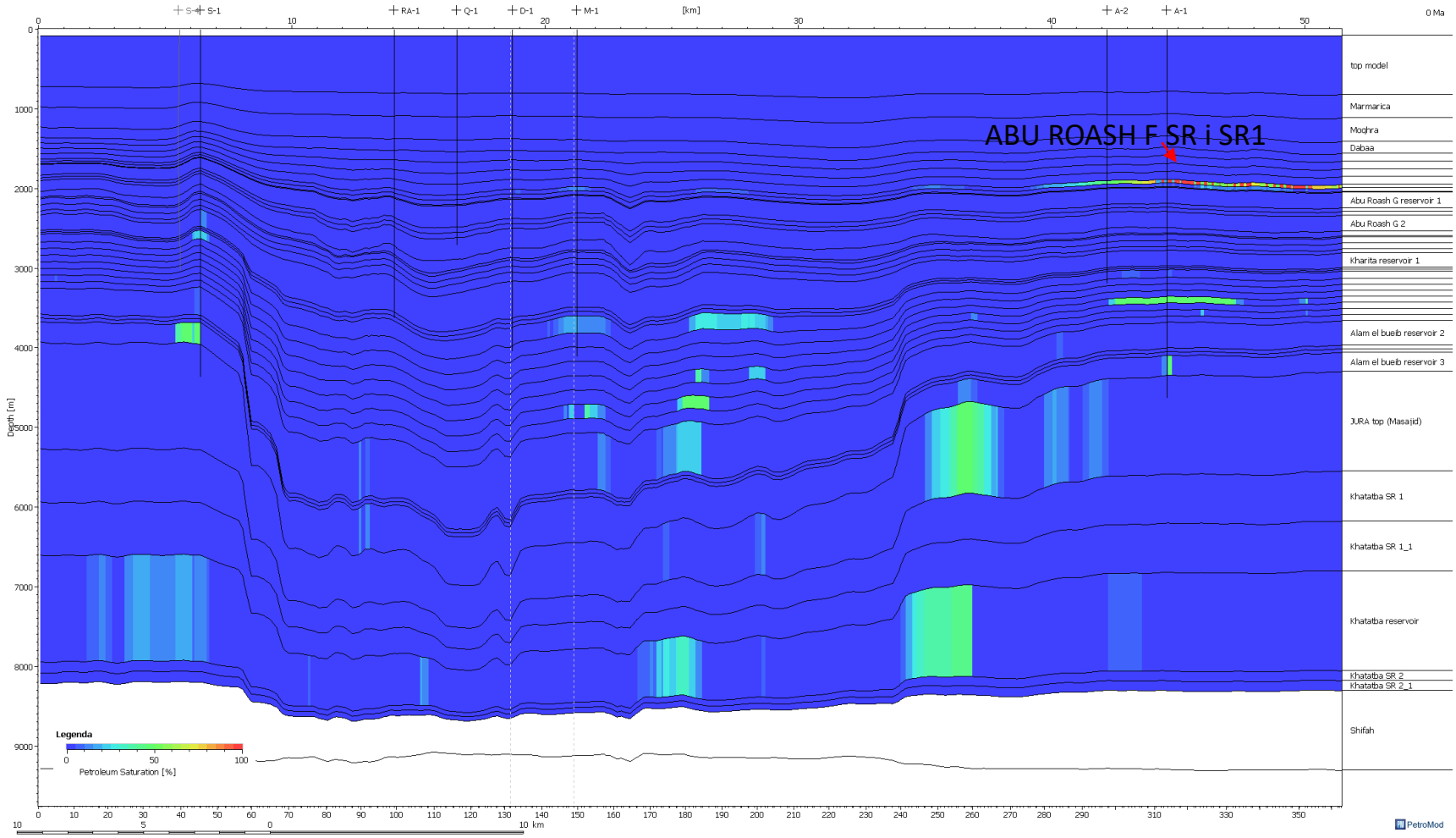
Slika 26. Položajna karta s prikazom trasa karakterističnih profila 1–1’ i 2–2’

1 1‘

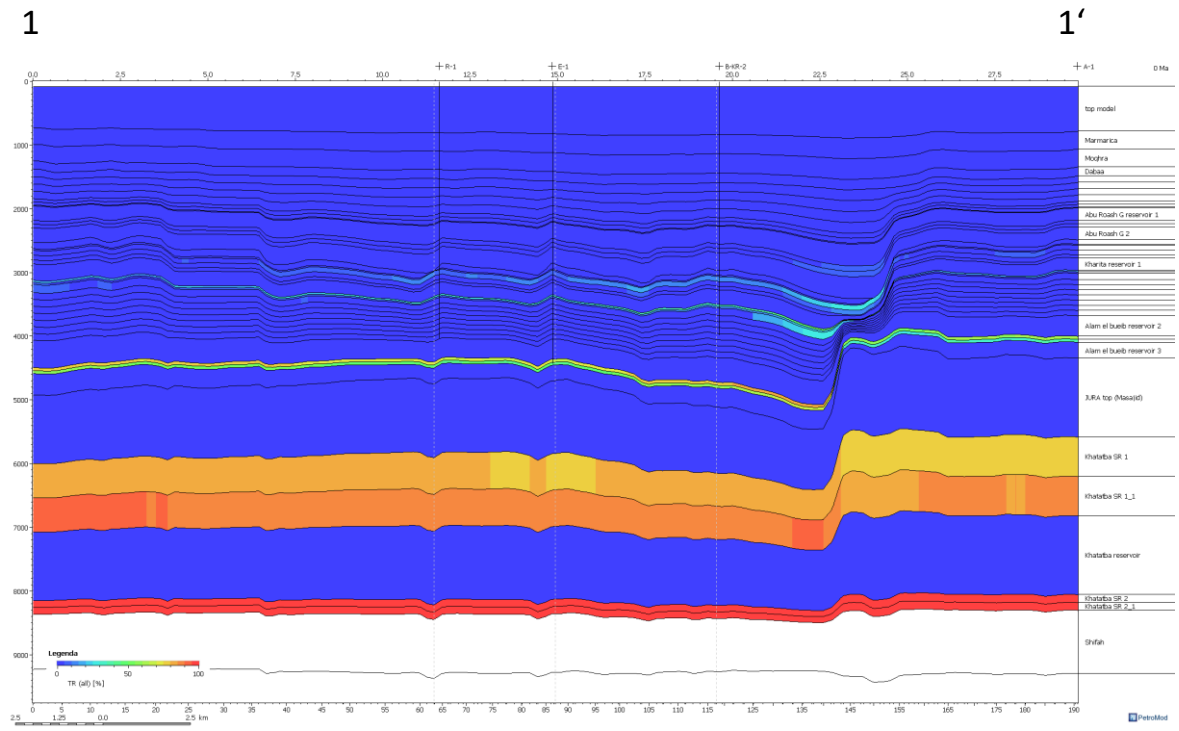


Slika 27. Karakteristični profil 1–1' s prikazom saturacije ugljikovodicima

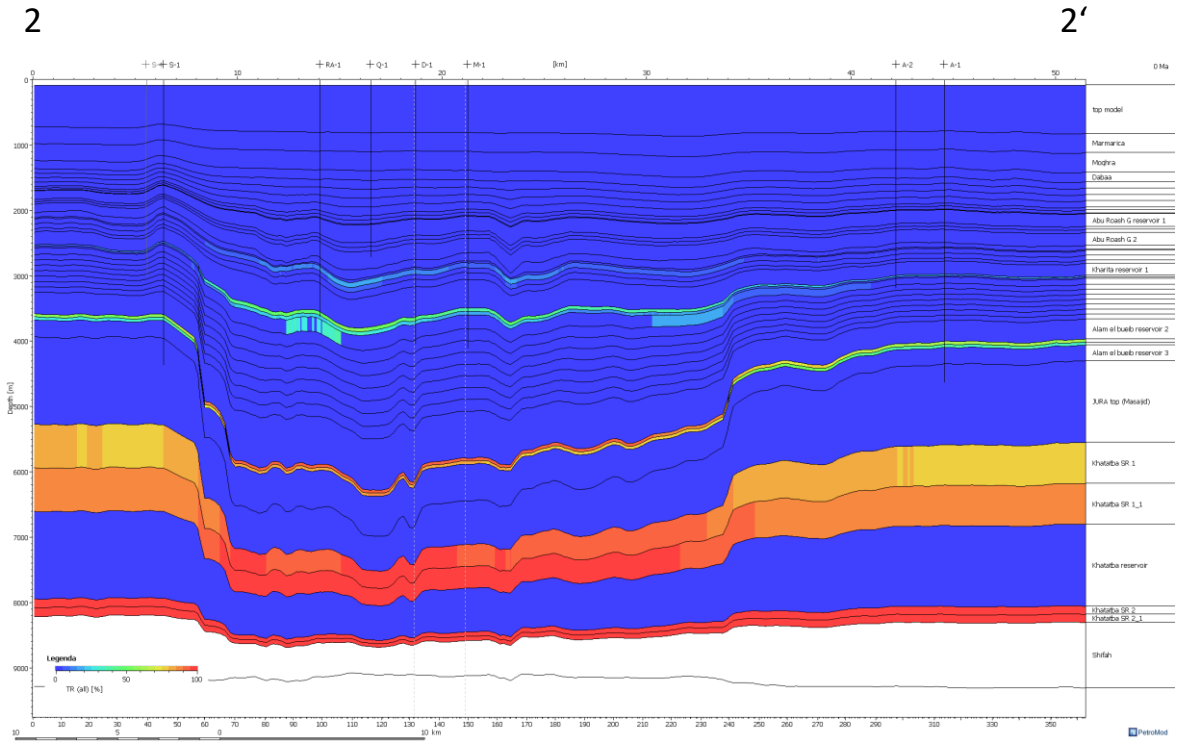
2 2‘



Slika 28. Karakteristični profil 2–2' s prikazom saturacije ugljikovodicima



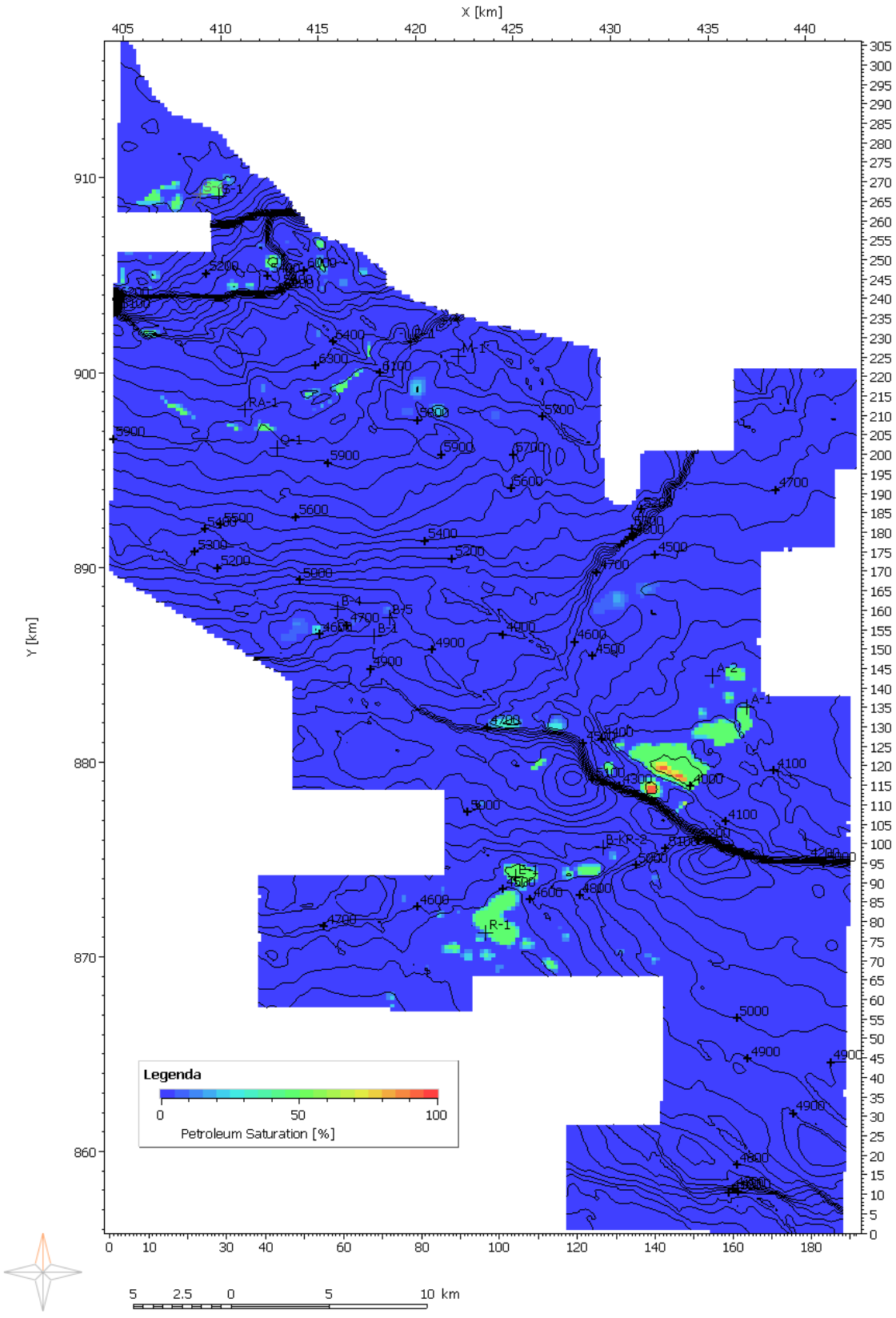
Slika 29. Karakteristični profil 1–1' s prikazom faktora pretvorbe za matične stijene



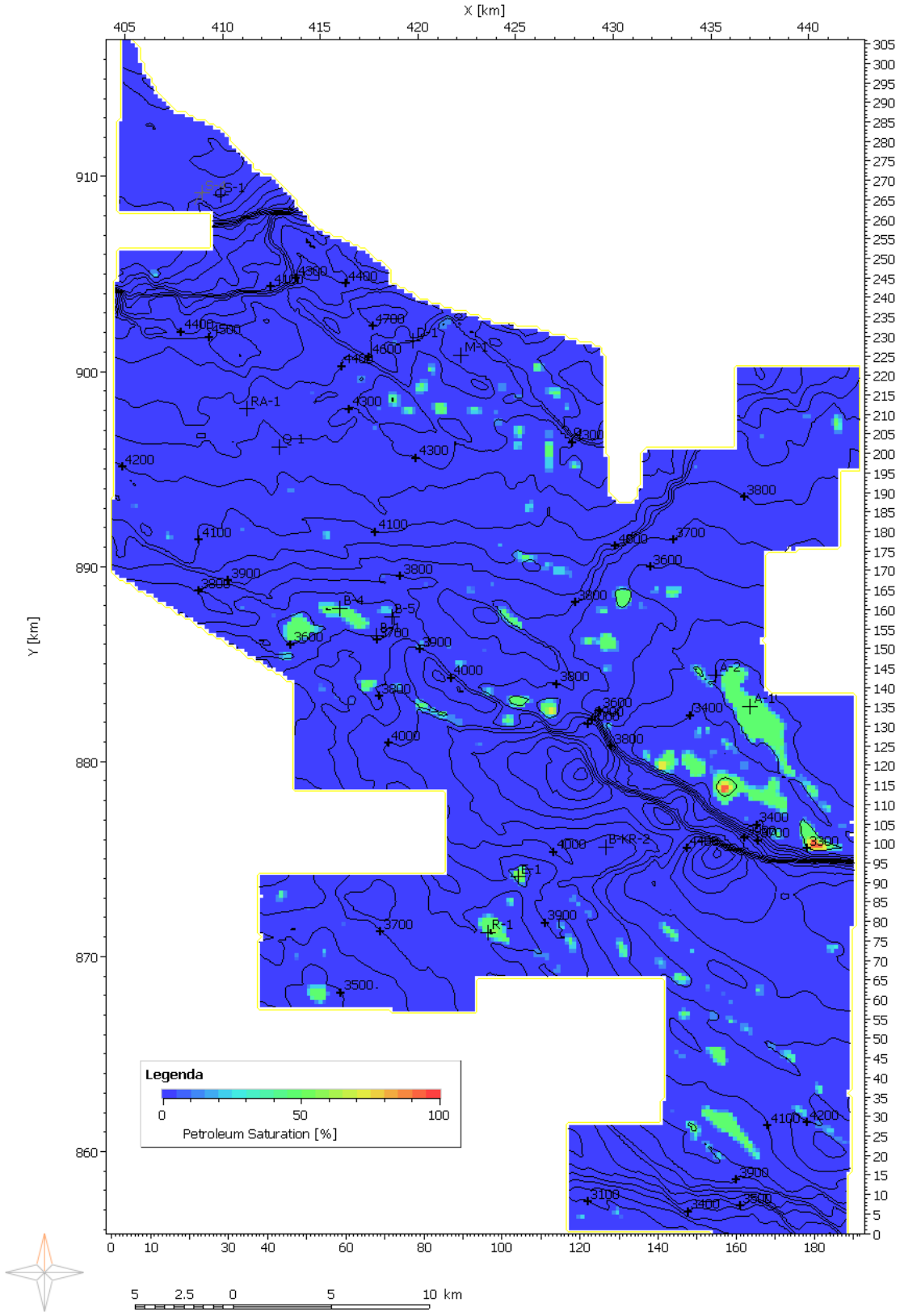
Slika 30. Karakteristični profil 2–2' s prikazom faktora pretvorbe za matične stijene

Zasićenje ugljikovodicima na kartama se može promatrati za "slojeve" kojima je dodijeljeno svojstvo ležišnih stijena. Na slikama 31 i 33 vidljiv je rezultat za Alam el Bueib ležišnu stijenu i to za najdublji od tri "sloja" s ležišnim stijenama te formacije koji se u modelu pokazao kao najbolja ležišna stijena na području istraživanja. Proizvodnja ugljikovodika iz formacije Alam el Bueib ostvarena je bušotinama S-1 i R-1, što se poklapa s rezultatom modela, a u nekolicini drugih bušotina proizvodnje iz spomenute formacije bilo je u plićim dijelovima formacije dok dublji dijelovi formacije nisu probušeni. Za bušotinu A-1 ne postoje podatci o proizvodnji, jer INA d.d. nije bila operator za navedenu bušotinu. Površinski najveće zasićenje locirano je uz veliki rasjed Alam el Bueib u antiformnim strukturama, na istočnom dijelu područja istraživanja, što ukazuje na migraciju navedenim rasjedom. Volumen ugljikovodika za cijeli "sloj" Alam el Bueib iznosio je $323{,}52 \times 10^6$ m^3 u ležištima dok bi pri površinskim uvjetima prema procjeni računalnog programa iznosio $95472{,}28 \times 10^6$ m^3 za plinsku fazu (99,1%) i $5{,}6 \times 10^6$ bbl (0,9%) za kondenzat koji je pri ležišnim uvjetima plinska faza, dok bi na površini bio tekuća. Matična stijena za te ugljikovodike bila je Khatatba formacija.

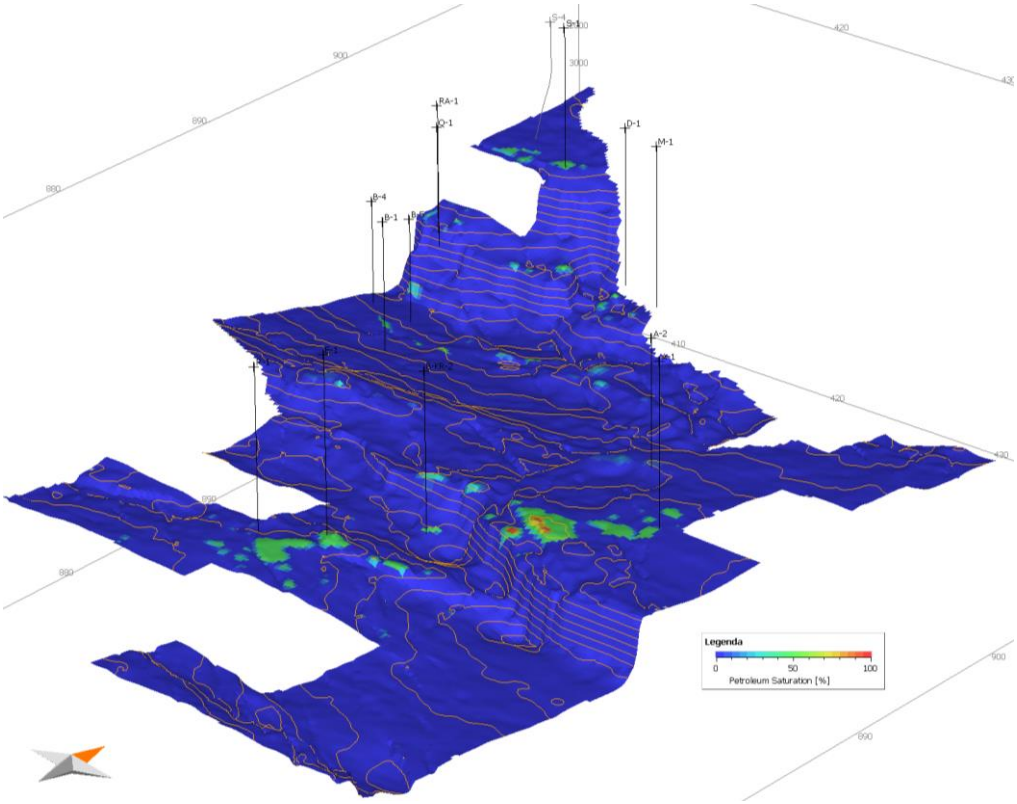
Potencijalna ležišta formacije Alamein dolomit (Slike 32 i 34) nalaze se uz rasjede te se poklapaju s proizvodnjom ostvarenom bušotinom E-1. Pojave su registrirane u bušotinama B-1 blizu koje rezultati modeliranja ukazuju na potencijalno ležište. Za bušotinu B-4 kod koje model pokazuje ležište ne postoje podatci o proizvodnji jer INA d.d. nije bila operator za navedenu bušotinu. Volumen plinske faze u ležištu iznosi $118{,}42 \times 10^6$ m^3. Pri površinskim uvjetima volumen plinske faze iznosio bi $32140{,}70 \times 10^6$ m^3, dok bi volumen tekuće faze iznosio $8{,}07 \times 10^6$ bbl.



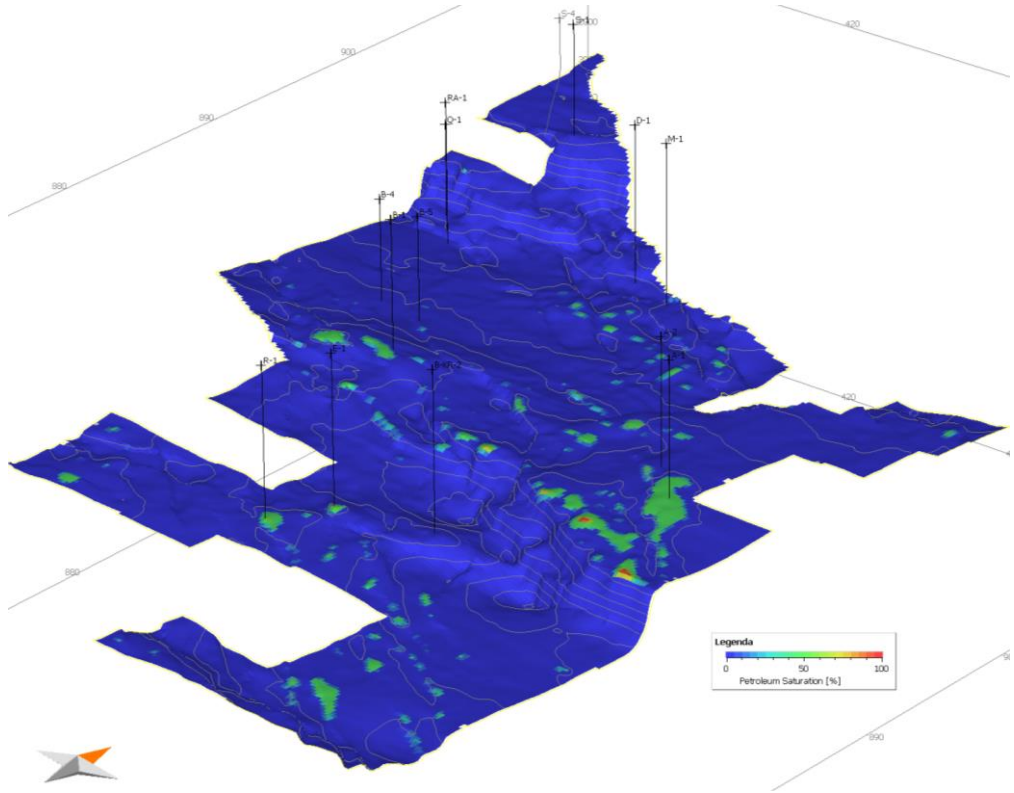
Slika 31. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alam el Bueib reservoir 3 (2D)



Slika 32. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alamein dolomite reservoir (2D)



Slika 33. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alam el Bueib reservoir 3 (3D)



Slika 34. Prikaz zasićenja ugljikovodicima za “sloj” Alamein dolomite reservoir (3D)

6. Zaključak

Bazensko modeliranje razvilo se kao pomagalo pri istraživanju ležišta ugljikovodika. U računalnom programu *Petromod* postoji velik broj karakteristika koje je potrebno opisati i odrediti kako bi se dobila slika podzemlja, što je ujedno i najzahtjevniji dio procesa, zbog čestog nedostatka podataka. Potrebno je definirati elemente naftnogeološkog sustava (ili više njih) s naglaskom na matične stijene. Na širem području koncesijskog bloka "East Yidma" najvažniji matični intervali su šejlovi formacija Khatatba i Alam el Bueib koje su ujedno i najdublje te se za njih raspolaže vrlo malim brojem podataka. Šejlovi formacija Kharita i Bahariya se također navode kao dobri matični intervali, no potrebno je još geokemijskih podataka na području istraživanja kako bi se ove matične stijene što kvalitetnije okarakterizirale. Osim toga, bilo bi poželjno napraviti adekvatan kinetik za područje sjeveroistočne Zapadne pustinje. Potencijalne akumulacije ugljikovodika prikazane su parametrom zasićenja ugljikovodicima. Kao najbolja ležišna stijena pokazao se najdublji pješčani interval formacije Alam el Bueib, dva najveća prospekta locirana su između bušotina A-1, A-2 i najvećeg, Alam el Bueib rasjeda na istočnom dijelu područja istraživanja te na području bušotine R-1 u kojoj je bilo proizvodnje iz formacije Alam el Bueib. Proizvodila je i bušotina S-1, na čijem su prostoru prisutne i akumulacije u modelu. Kao druga najbolja ležišna stijena pokazao se Alamein dolomit, poglavito na području bušotine A-1 te također uz rasjed Alam el Bueib, dok se ističe i potencijalno ležište na jugoistočnom dijelu područja istraživanja. S-1 bušotina proizvodila je iz formacije Alamein dolomit što se poklapa s modelom.

Pogrešku u procesu modeliranja prouzrokovao je pogrešan odabir litološke kategorije za član Abu Roash F kao matičnog intervala, zbog čega je on karakteriziran velikim ležištem u području Alam el Bueib rasjeda. Nadalje, potrebna je preciznija odredba karata distribucije facijesa, kao i nove geokemijske analize koje bi dale preciznije podatke o matičnim intervalima.

Ovaj model može poslužiti kao preliminarni, a precizniji ulazni podatci doprinijeli bi boljem razumijevanju podzemlja te potencijalno dali informacije o lokacijama koje bi se trebale detaljnije istraživati u svrhu pronalaska novih ležišta.

7. Literatura

Abdel-Fattah, M.I., Tawfik, A.Y. (2014): 3D Geometric Modeling of the Abu Madi Reservoirs and Its Implication on the Gas Development in Baltim Area (Offshore Nile Delta, Egypt)

DiPietro, J. A. (2012). *Landscape evolution in the United States: an introduction to the geography, geology, and natural history*. Newnes. 480 str.

El-Motaal., E.A. & Kusky, T.M. (2003): Tectonic evolution of the intraplate S-shaped Syrian Arc fold-thrust belt of the middle east region in the context of plate tectonics. The third international conference on the geology of Africa. Vol. 2, str. 139–157.

Meshref, W. (1990) Tectonic Framework of Egypt. Iz: Said, R., Ed., Geology of Egypt, Balkema/Rotterdam/Bookfield, Netherlands, str. 113-156.

Moretti, I., Kerdraon, Y., Rodrigo, G., Huerta, F., Griso, J.J., Sami, M., Said, M. and Ali, H. (2010): South Alamein petroleum system (Western Desert, Egypt), Petroleum Geoscience, Vol. 16, 121-132.

Hantschel, T., & Kauerauf, A. I. (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Springer Science & Business Media. 476 str.

Partyka, G., Gridley, J., Lopez, J.(1999): Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. The leading edge. Volume 18, Issue 3, str: 289–416

Penava, Z. (2018): Naftnogeološka procjena istočnog dijela savske depresije postupkom bazenskog modeliranja. Diplomski rad, Sveučilište u Zagrebu - Rudarsko-geološko-naftni fakultet, 54 str.

Rodriguez-Salgado, P., Vinyoles, A., Oms, O., Remacha, E., Navarro, J. (2015): Rifting and Transtension in the Southern Tethyan Margin - 3D Seismic Evidences from the Southern Alamein Basin (Egypt), *77th EAGE Conference and Exhibition 2015*

Said, R. (1962): The Geology of Egypt, Elsevier, Netherlands, str. 3-349.

Shahin, A.N. (1989):. Undiscovered reserves in the Northern Western Desert, Egypt: Application of Quantitative Modelling to Petroleum Exploration. Proc. 28th Int. Geol. Cong., Washington, D.C, v3, str. 3-82.

Şengör, C (1982): Classical theories of orogenesis. Iz: Miyashiro, A., Aki, K.; Şengör, C. (eds.): *Orogeny*. John Wiley & Sons. Str. 1–48

Tissot, B.P. (1984): Recent Advances in Petroleum Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration. AAPG Bulletin, Vol. 68, str. 545–563

Tissot, B.P. and Welte, D.H. (1984): *Petroleum Formation and Occurrence*. 2. izdanje, Springer-Verlag, Berlin, 699 str.

Waly, M., Allard, A. and Abdel-Razek, M. (2001): Alamein basin hydrocarbon expulsion models, Proceeding of the 5th Conference on Geochemistry, V. II, str. 293-302.

Waples, D. (1994) Modeling of Sedimentary Basins and Petroleum Systems, iz Magoon, L. B, Dow, W. G. (1994): The petroleum system-from source to trap: AAPG Memoir 60, 307 str.

Wygrala, B. P. (1989): Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy. Doktorski rad, Sveučilište u Kölnu, Njemačka

Internet izvori:

CIA World Factbook (2016) https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/eg.html (pristup: 3.7.2019.)

International Energy Agency EIA (2015) https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=12371 (pristup: 3.7.2019.)

INA d.d. (2014) https://www.ina.hr/egipat/4572 (pristup: 3.7.2019.)

Neobjavljeni izvori:

*Abdine, A.S., (1974): Oil and gas discoveries in the Northern Western Desert of Egypt, WEPCO, nepublicirani izvještaj

*INA d.d. (2010): East Yidma Study, INA d.d. fond stručne dokumentacije

*INA d.d. (2017): Country Assessment Study: Egypt, INA d.d. fond stručne dokumentacije