

Naftno–geološko modeliranje Alamein bazena (zapadna pustinja, Egipat)

Petroleum–geological modeling in Alamein basin (western desert, Egypt)

Marija Debeljak
RGNF, Zagreb

Mohamad Alzenab,
Snježana Blažeković Smojić,
Augustin Krešić, Josip Bubnić i
Tamara Troskot–Čorbić
INA–Industrija nafte, d.d., Zagreb

Andrej Pleša, mag.geol.
INA–Industrija nafte, d.d., Zagreb
andrej.plasa@ina.hr



Ključne riječi: bazensko modeliranje, naftni sustav, bazen Alamein

Keywords: basin modeling, petroleum system, Alamein basin

Sažetak

Cilj rada je približiti i pojasniti proces izrade naftno geološkog modela u programu PetroMod te ukazati na utjecaj pojedinih postavki na rezultate modeliranja.

Područje rada obuhvaća šire područje koncesijskog bloka East Yidma, a omeđen je granicama 3D seizmičkog volumena East Yidma. Izrađeni 3D model temelji se na 3D seizmičkoj interpretaciji, podacima iz 25 bušotina kao i regionalnim geološkim interpretacijama. Formiranje 3D modela izvedeno je geološko-stratigrafskim raslojavanjem. Termička povijest i zrelost sedimentacijske sekvencije, zajedno s tektonskim događajima kalibrirani su na temelju bušotinskih podataka.

Kao rezultat bazenskog modeliranja dobiveni su podatci o prostorno-vremenskom dosegu zrelosti i transformacijskog odnosa unutar matičnih intervala te su definirani svi procesi naftnog sistema: generiranje, migracija, akumulacija i očuvanje ugljikovodika te elementi samog sustava.

Abstract

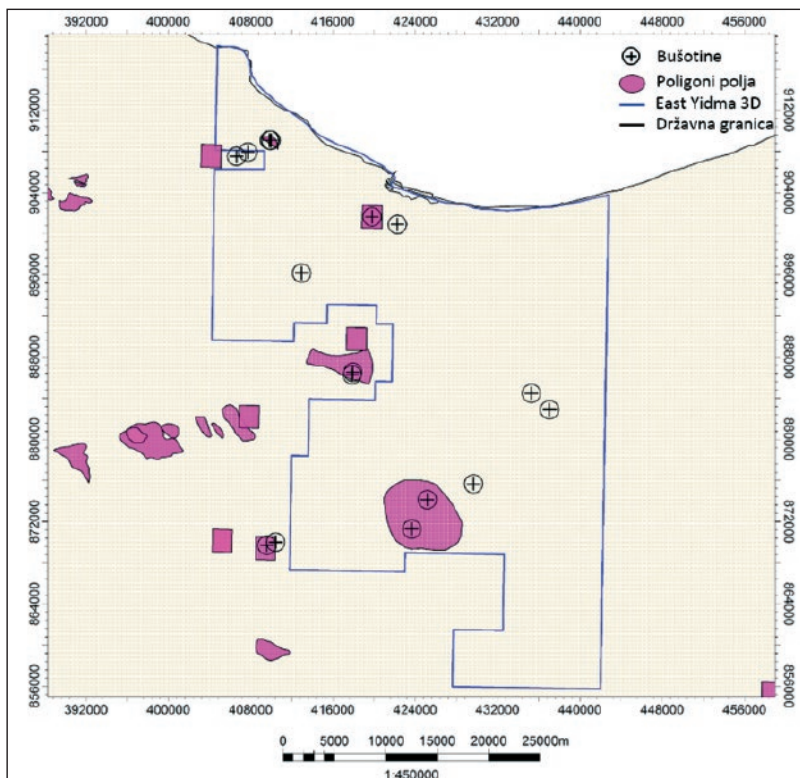
Focus of this paper was to introduce and explain the process of basin modelling within PetroMod software and to point out the influence of certain settings on the modeling results.

The area of study covers wider East Yidma, Western Desert, Egypt exploration block and is following the boundaries of East Yidma 3D volume. A created 3D model was based on 3D seismic interpretation, data from 25 wells along with regional geological data interpretation. A 3D model was constructed by geological-stratigraphic layering. Thermal history and maturity of sedimentation sequence, together with tectonic events were calibrated to available measured data.

As a result of basin modeling, data on spatial-time extent of source intervals maturity and transformation ratio were obtained and petroleum system processes were defined: hydrocarbon generation, migration, accumulation and preservation.

Uvod

Bazensko modeliranje u svijetu istraživanja nafte i plina je već odavno preuzelo primat kao element koji u procjeni pretpostavljenih ležišta ugljikovodika



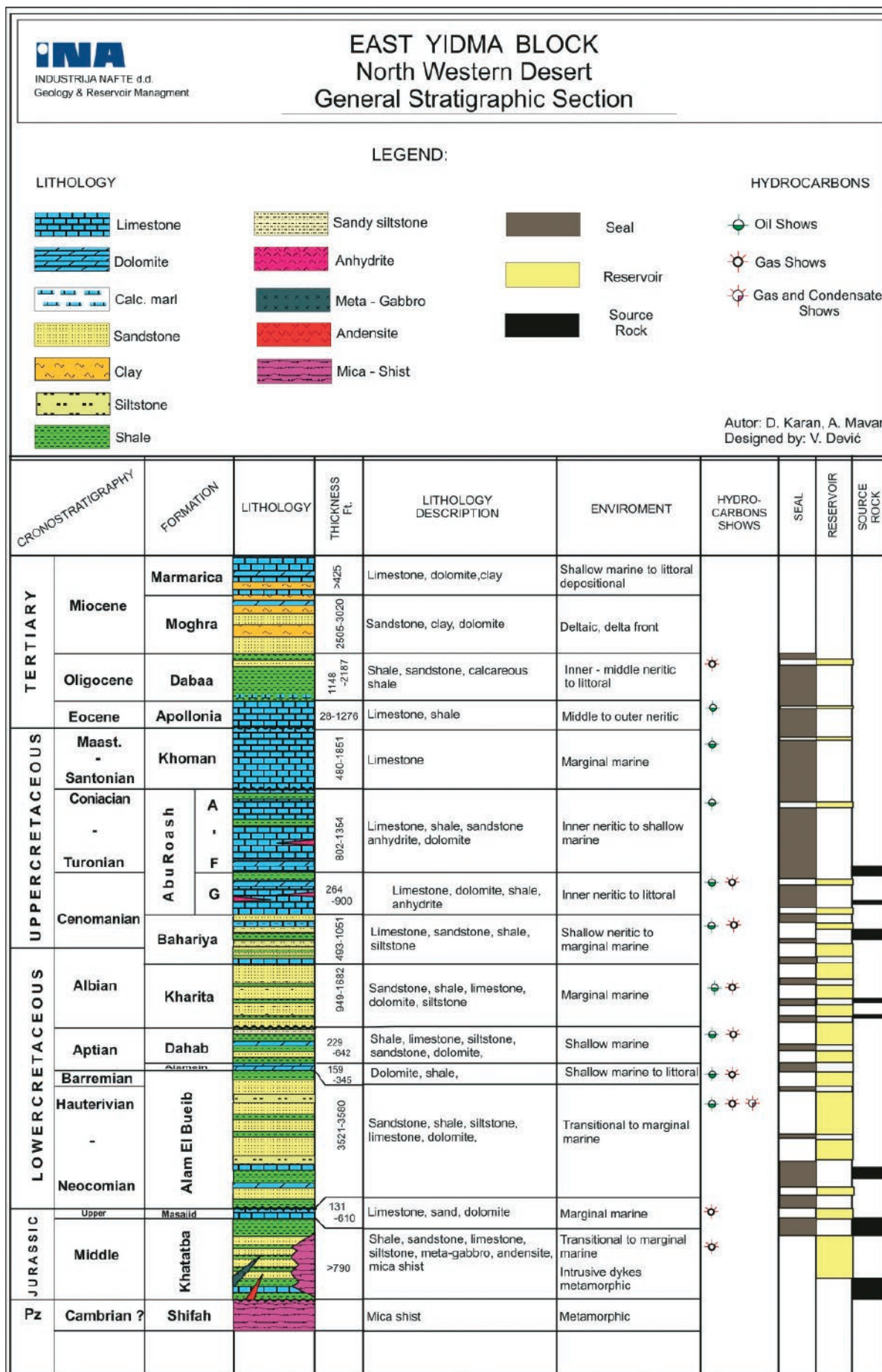
Slika 1: Prostorni položaj 3D volumena East Yidma s označenim položajem bušotina korištenim u radu

smanjuje rizik istraživanja. Osnovni zadatak ovog rada je približiti princip izrade bazenskog modela na primjeru koncesijskog bloka „East Yidma“. Blok East Yidma je geografski smješten na sjeveroistočnom dijelu Zapadne pustinje, a u geološkom smislu čini zapadni dio sedimentacijskog bazena Alamein (Slika 1). INA-Industrija nafte, d.d. (INA) u Egiptu je prisutna trideset godina te sada djeluje kao operator na jednom i kao partner na tri koncesijska bloka. Površina istražnog područja odgovara veličini 3D seizmičkog volumena East Yidma, koji pokriva 1665 km². U radu je korišteno 25 bušotina s dostupnim litostratigrafskim, petrofizikalnim i geokemijskim podacima.

Bazen Alamein jedan je od četiri bazena u sjevernom dijelu zapadne pustinje (prema Waly i dr., 2001.), uz Abu Gharadig, Matruh-Shushan i Faghur.

Glavni strukturni element je izdužena antiklinala pružanja SZ-JI, koja predstavlja dio regionalnog grebena Quattara-Alamein. Ključni tektonski element čini Rosetta rasjed, pružanja SI-JZ koji se nalazi sjeverno od istražnog bloka. Generalni stratigrafski stup koji predstavlja razvoj sjevernog dijela Zapadne pustinje prikazan je na slici 2. Jurske stijene su najstarije dokazane sedimentne stijene područja i s njima započinje klastični razvoj (Slika 2). Karbonatni razvoj karakterističan je za stijene kredne starosti i eocen, dok se taloženje klastita nastavlja u tercijaru.

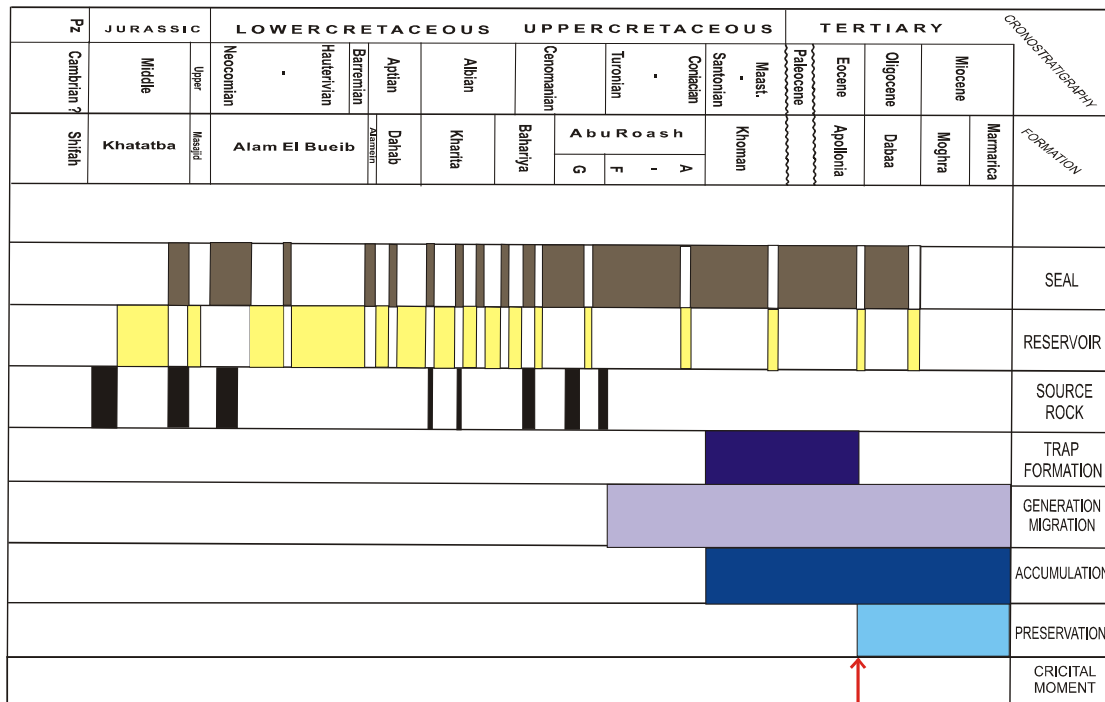
Glavne elemente naftnog sustava čine matične, ležišne i izolatorske stijene. Sustavi se najčešće vežu uz matičnu stijenu i rezervoar iako sama ležišta mogu biti zajednička za više sustava. Matične stijene nalazimo dominantno u jurskim naslagama, dok se najveći broj ležišnih intervala nalazi u stijenama kredne starosti. Matične stijene (šejlovi) srednjojurske formacije Khatatba imaju povišen sadržaj organske tvari (1-1,5% TOC). Sadrže miješani tip kerogena II-III (terestičkog i morskog podrijetla). U kombinaciji s dubinom i vremenskim trajanjem zalijeganja formacije može generirati značajnu količinu ugljikovodika. Manji ugljikovodični potencijal imaju šejlovi krednih formacija Alam El Bueib, Bahariya i Kharita te glinovitim vapnencima formacije Abu Roash. Glavne ležišne stijene istražnog prostora su kredne starosti, a predstavljaju ih pješčenjaci formacija Bahariya, Kharita i Alam El Bueib te raspucani karbonati formacija Abu Roash, Dahab i Alamein dolomite. Najčešća ležišta Alamein bazena su vezana za formacije Bahariya i Abu Roash G. Karbonati i dolomiti područja Alamein taloženi su većim dijelom u plitkomorskom okolišu, dok se u klastičnom razvoju osim plitkomorskog okoliša razlikuju i riječni te deltni sustavi koji imaju lateralno ograničena kolektorska svojstva što ograničava rasprostiranje i kapacitete ležišnih stijena.



Autor: D. Karan, A. Mavar
Designed by: V. Dević

Slika 2: Generalni naftno-geološki stup područja sjevernog dijela Zapadne pustinje (Modificirano prema Dolson i dr.,2014)

THE HYDROCARBON SYSTEM OF EAST YIDMA



Slika 3: generalni prikaz naftnog sustava područja East Yidme

Karbonati formacija Apollonia i Khoman kao i šejlovi i karbonatno-evaporitni kompleks formacije Abu Roash predstavljaju najrasprostranjenije, regionalne izolatorske stijene u većini sjevernog dijela Zapadne pustinje (Said, 1962). Velik broj zamki i ležišta zatvoreni su rasjedima koji su omogućili zadržavanje ugljikovodika unutar kolektorskih stijena.

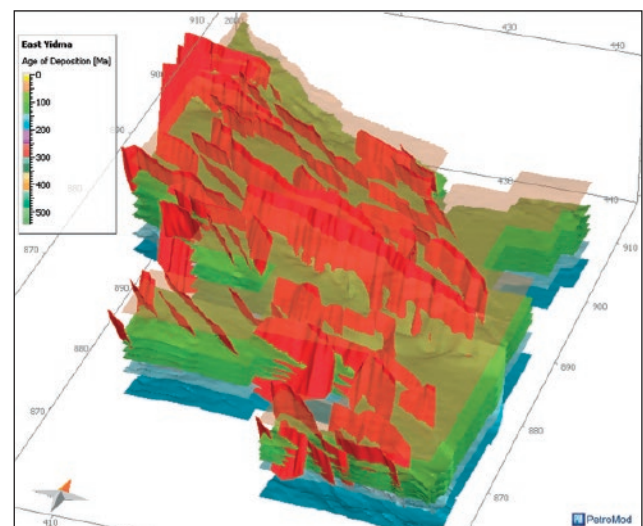
Procjena početka generiranja ugljikovodika iz jurskih matičnih stijena stavlja se u vrijeme gornje krede (turon). Ekspulzije i migracije ugljikovodika su početkom santona. U isto vrijeme počinje i formiranje zamki, koje traje do granice eocena i oligocena, a ta granica ujedno predstavlja i kritični moment za očuvanje ugljikovodika u zamkama (Slika 3).

Metodologija

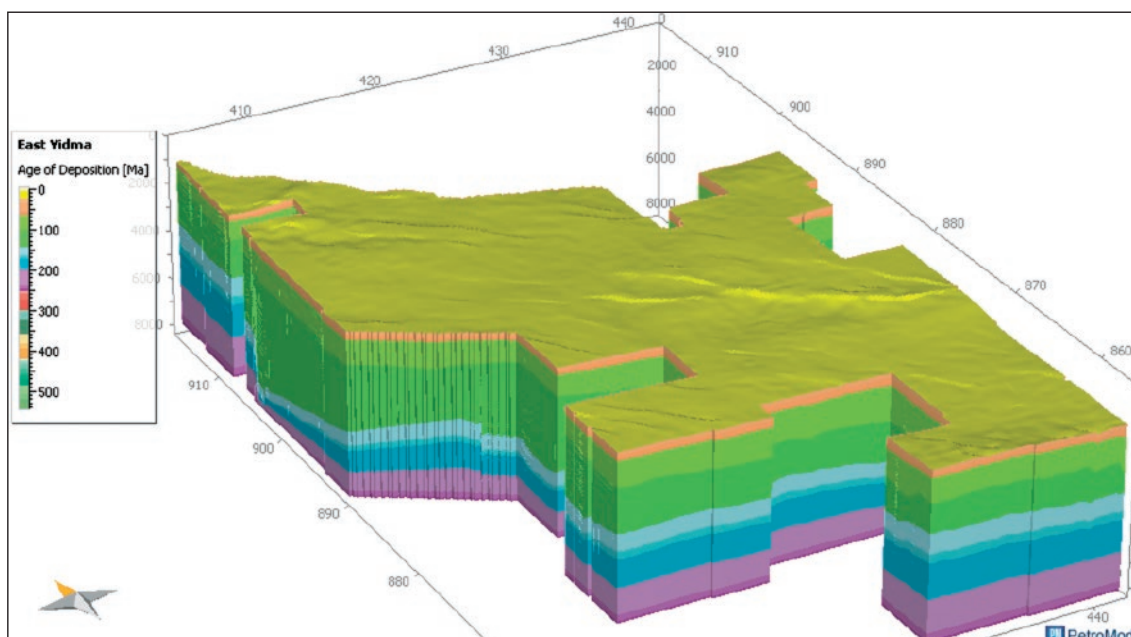
Naftno-geološko modeliranje ima za cilj odrediti glavne događaje i procese kojim se stvaraju i akumuliraju ugljikovodici. U računalnom programu PetroMod, tvrtke Schlumberger, konstruiran je model na principu ćelija, gdje se svakoj ćeliji dodaju određena svojstva definirana ulaznim podacima koji nakon simulacije modela daju rezultate generiranja, ekspulzije, migracije, akumulacije i očuvanja ugljikovodika u naftnom sustavu.

Kostur modela čine interpretirane dubinske strukturne karte koje predstavljaju krovine pojedinih formacija. U model su nadalje unesene koordinate bušotina sa svim raspoloživim podacima vezanim za trajektoriju, dubine probušeni formacija te laboratorijskim analizama. Na temelju litostratigrafskih i biostratigrafskih analitičkih podataka aproksimacije litologije su dodijeljene za svaku formaciju i okoliš taloženja.

U model bazena uneseno je 77 rasjeda koji su interpretirani unutar strukturnog modela. Budući da se



Slika 4: Strukturne postavke modela; interpretirani horizonti i rasjedi



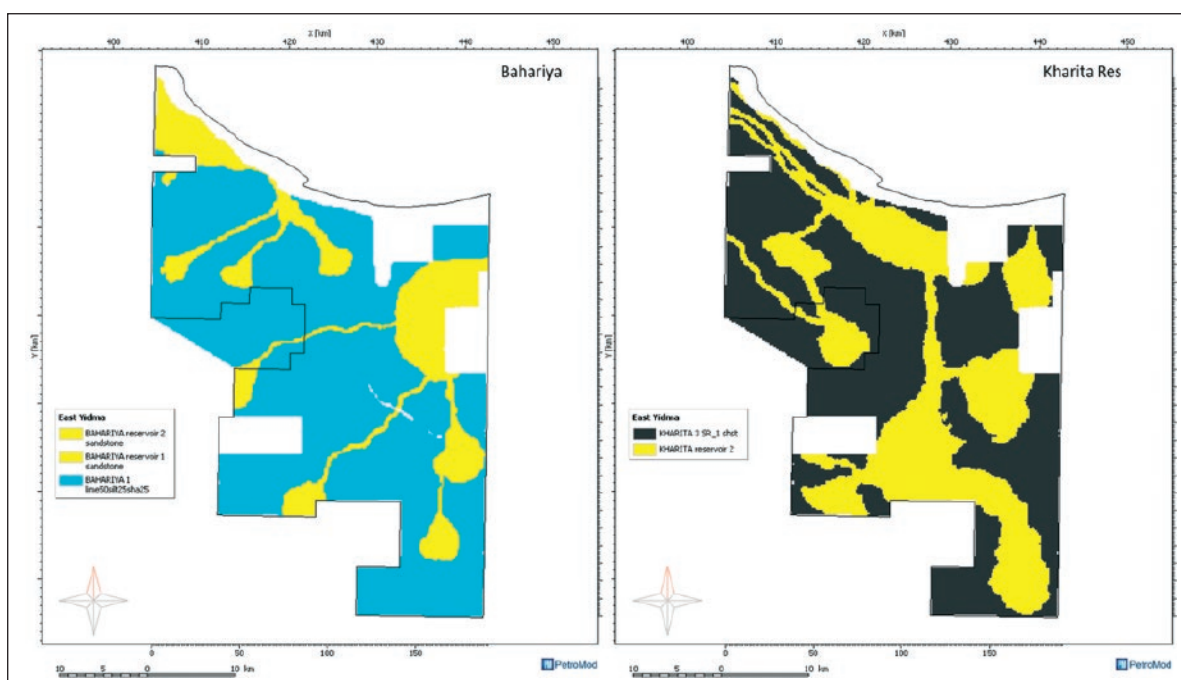
Slika 5: 3D model formacija prikazanih prema vremenu taloženja

radi o ekstenzijskom tektonskom sklopu, rasjedi su normalnog karaktera. Recentno je došlo do reaktivacije i inverzije glavnog strukturnog elementa; rasjeda Rosetta, te transpresivnog režima stresa. Za svaki je rasjed određeno njegovo trajanje, to jest vremensko razdoblje u kojem je određena aktivacija rasjeda te njegov prestanak trajanja. Ukoliko se pretpostavlja da je neki rasjed reaktiviran, za njega se stavljaju dva vremenska perioda, prve i druge aktivacije. Nadalje, svaki rasjed je okarakteriziran u smislu predstavlja

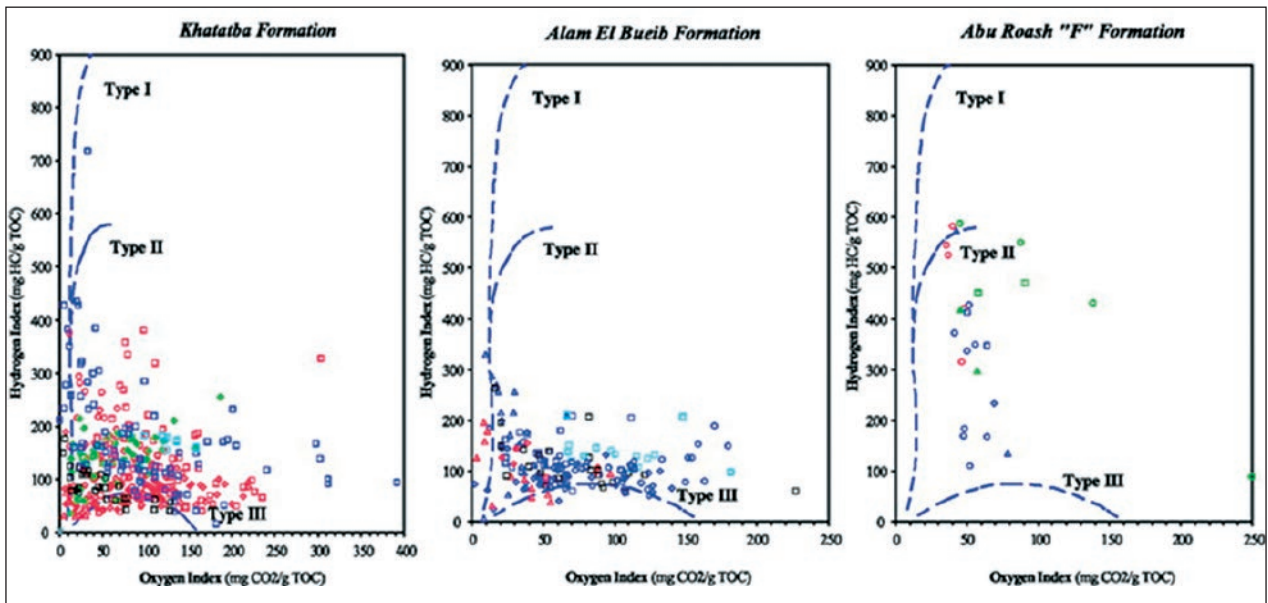
li barijeru ili je propustan za fluide, čime predstavlja mogući put migracije iz matičnih stijena u ležišne zamke. Strukturni model je prikazan na slici 4.

Model je raščlanjen prema generalnom litostratigrafskom stupu gdje su debljine pojedinih formacija određene horizontima dobivenim interpolacijom između interpretiranih gridova tj. horizonata (Slika 5).

Svakom je događaju u modelu, taloženje ili erozija/hiatus dodijeljeno vremensko trajanje u skladu s kronostratigrafskom odredbom. Uz pomoć seizmičkih



Slika 6: Litofacijsne karte formacija Bahariya (lijevo) i Kharita (desno)



Slika 7: Geokemijske karakteristike matičnih stijena bazena Alamein (Moretti i dr., 2010)

atributnih analiza kreirane su karte taložnih okoliša (GDE karte; *gross depositional environment maps*) koje su usklađene s litološkim promjenama unutar formacija. Svakoj GDE karti pridodane su paleo karte dubina mora/jezera (PWD karte; *paleo water depth maps*) s pretpostavljenom dubinom taloženja. Jedna GDE karta u sebi ima onoliko facijesnih odredbi koliko ih nalazimo na istraživanom području iste formacije.

Osim litologije, svakom facijesu pojedine formacije dodane su i karakteristike naftnog sustava, inicijalni udio TOC-a (TOC_0), početni vodikov indeks (HI₀) te tip kerogena karakterističan za modelirane matične stijene. Rasprostiranje facijesa djelom je izvedeno iz seizmičke metode spektralne dekompozicije (Partyka i dr., 1999), a dijelom iz litološki određeni profilima bušotina. Spektralnom dekompozicijom vidljivo je rasprostiranje i položaj pješčenjačkih tijela u pojedinoj formaciji, no ne i njegova stvarna debljina. U modelu su značajno pojednostavljeni stvarni geološki odnosi, što zbog ograničenja programa što zbog jednostavnijeg prikaza i lakše simulacije velikog područja. Primjer GDE karata za formacije Bahariya i Kharita na kojima se vidljivo rasprostiranje ležišnih stijena predstavljenih modelom prikazani su na slici 6.

Osim GDE karata, ulaz za strukturni kostur modela su bile i karte erozija. U istražnom prostoru utvrđeno je 5 erozijskih granica, redom od najstarije do najmlađe formacije to su: Shifah-Khatatba (kambrij-jura), Masajid-Alam El Bueib (jura-donja kreda), Dahab-Kharita (donja kreda), Abu Roash – Khoman (gornja kreda), Khoman – Apollonia (gornja kreda-tercijar).

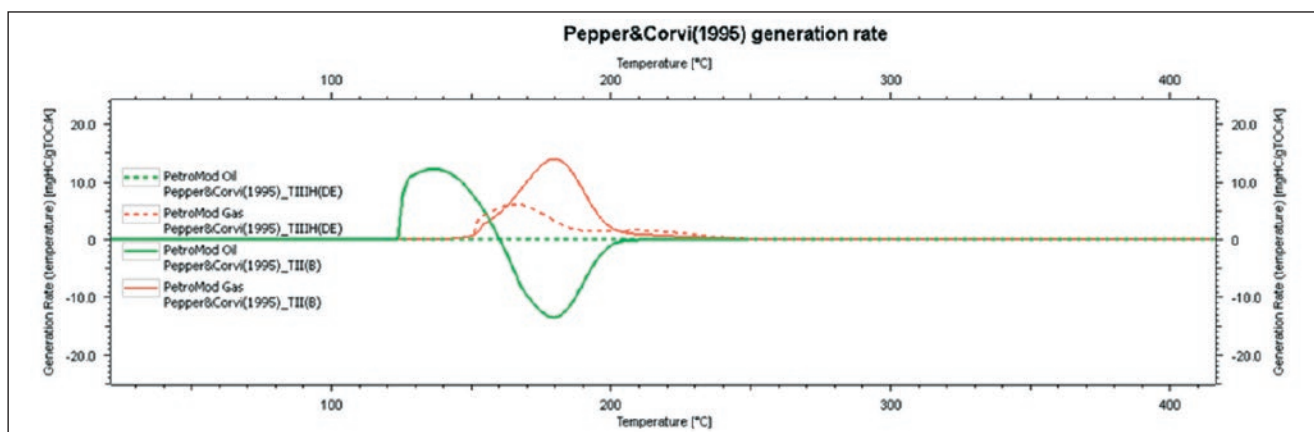
Završna erozijska karta je predstavljena postmiocenskom erozijskom kartom, kada se istraživano područje izdiglo na današnju visinu.

Debljina erozija je prvotno izrađena prema razlici u debljini slojeva pojedine formacije, s pretpostavkom da je facijes taloženja bio rasprostranjen po čitavom bazenu, a tek su kasnije pojedini dijelovi erodirani kao rezultat tektonskih događaja. Sve erozijske karte su izmijenjene nakon kalibracije 1D modela, čime se dobio i točkasti podatak o debljinama slojeva koje su morale biti erodirane. Sve debljine dobivene kalibracijom iz 1D modela su interpolirane duž istražnog prostora.

Svakom facijesu u pojedinoj formaciji određuje se karakter elementa naftnog sustava; matična, ležišna ili izolatorska stijena.

Matičnim stijenama određena je ili pridodana interpretirana vrijednost početnog vodikovog indeksa (HI₀, *hydrogen index*) te vrijednosti početnog organskog ugljika (TOC_0 , *total organic carbon*). Vrijednosti početnih TOC-a i HI-a procijenjene su matematički, na temelju analitičkih (izmjerenih) vrijednosti (Peters i dr., 2005). Budući da se vrijednosti mijenjaju unutar istih formacija kroz bazen, izrađene su karte distribucije istih. Geokemijski parametri za određivanje karakteristika pojedinih matičnih stijena preuzeti su iz Moretti i dr. (2010), (Slika 7).

Matičnim horizontima pridodane su kinetike (kinetički parametri) sukladne njihovim geokemijskim karakteristikama. Kinetički modeli određuju kvantitativnu pretvorbu kerogena zavisno o aktivacijskoj



Slika 8: Generativni potencijal kinetičkih parametara korištenih u bazenskom modelu (Pepper & Corvi, 1995)

energiji potrebnoj za proces izmjene organske tvari u ugljikovodike. U modelu su korišteni parametri Pepper & Corvi (1995) (Slika 8).

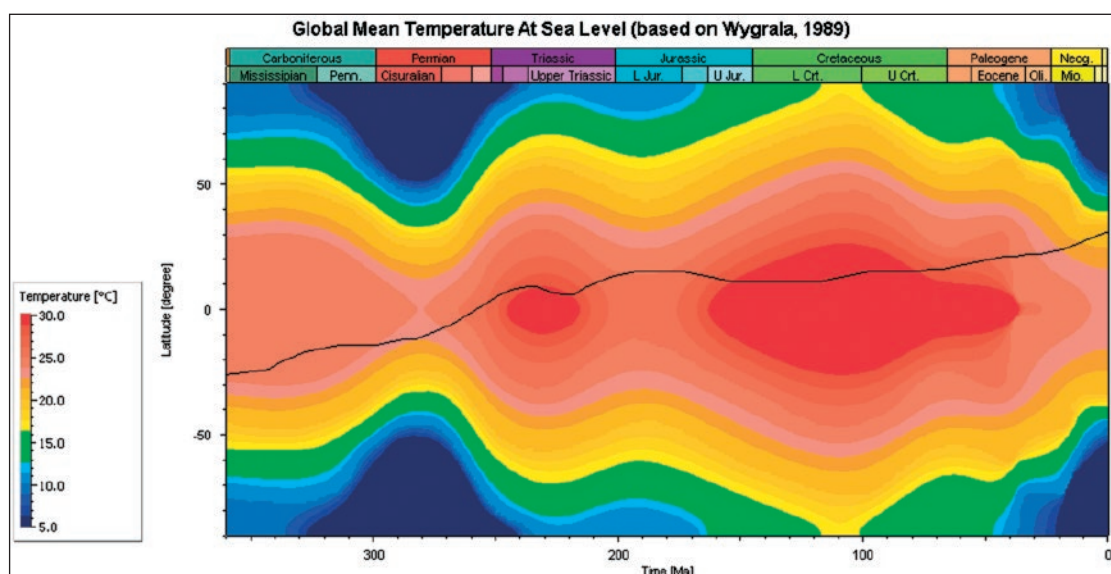
Kalibracija modela

Kalibracija modela započela je s odredbom uvjeta taloženja tijekom geološke prošlosti. Za svaki facijes karakteristična je dubina taloženja koja je procijenjena na osnovi litologije, mikropaleontologije i okoliša taloženja. Dubina vodenog stupca sedimentacijskog okoliša pridodana je svakom sloju u obliku kvantitativne karte dubine vodenog stupca (PWD; *Paleo water depth map*).

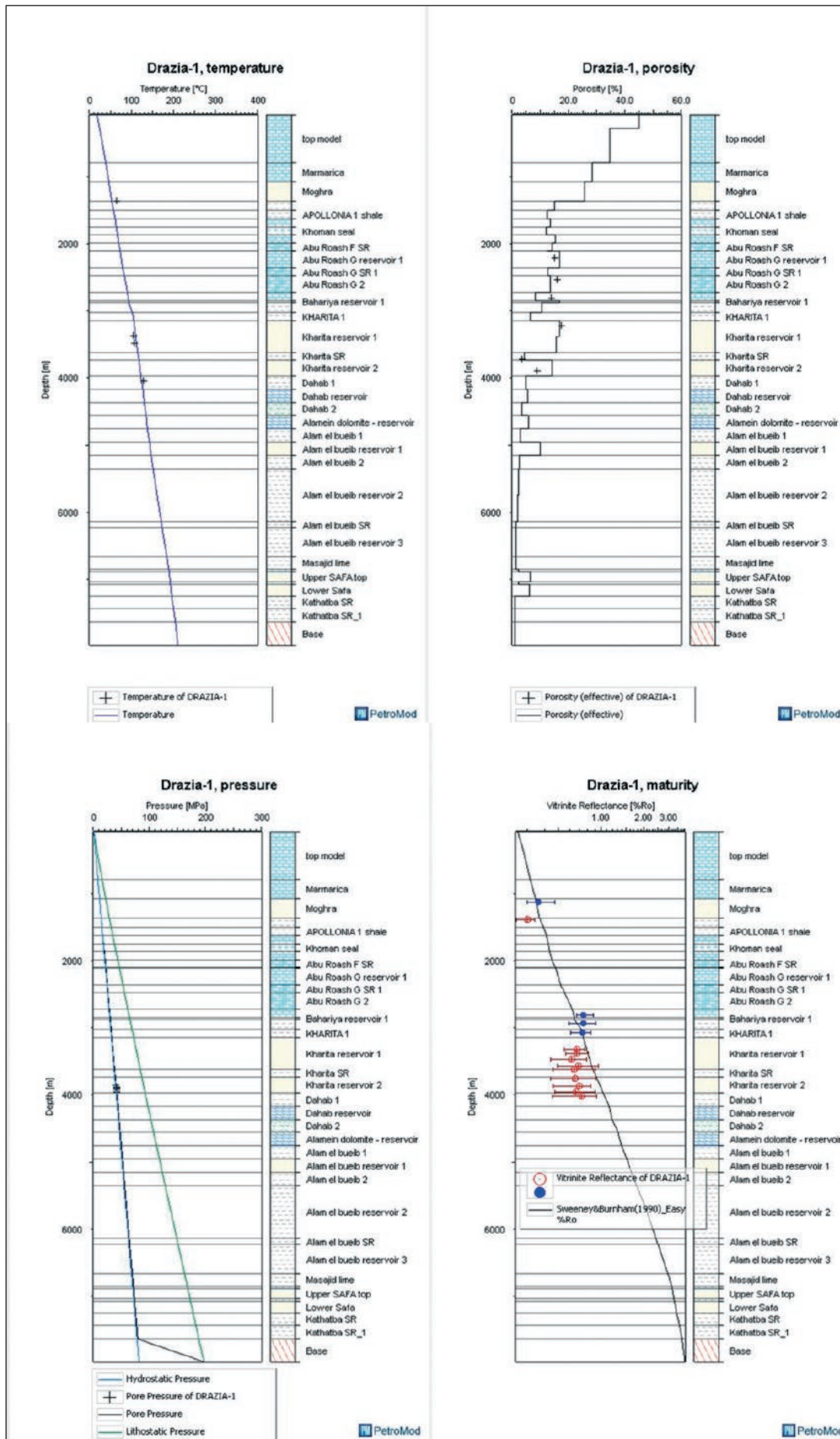
SWIT (*sediment water interface temperature*) je faktor utjecaja temperature taložnog okoliša na dno taložnog prostora, i predstavlja gornju granicu vrijednosti toplinskog toka u određenom okolišu kroz

geološku prošlost. Prema Wygrala (1989) u softveru se odabiru prosječne temperature mora ovisno o geografskoj dužini i širini. Područje sjeverne Afrike je na 31° geografske širine, a geotermalni gradijent Zapadne pustinje je između 23 i 35°C/km (Slika 9).

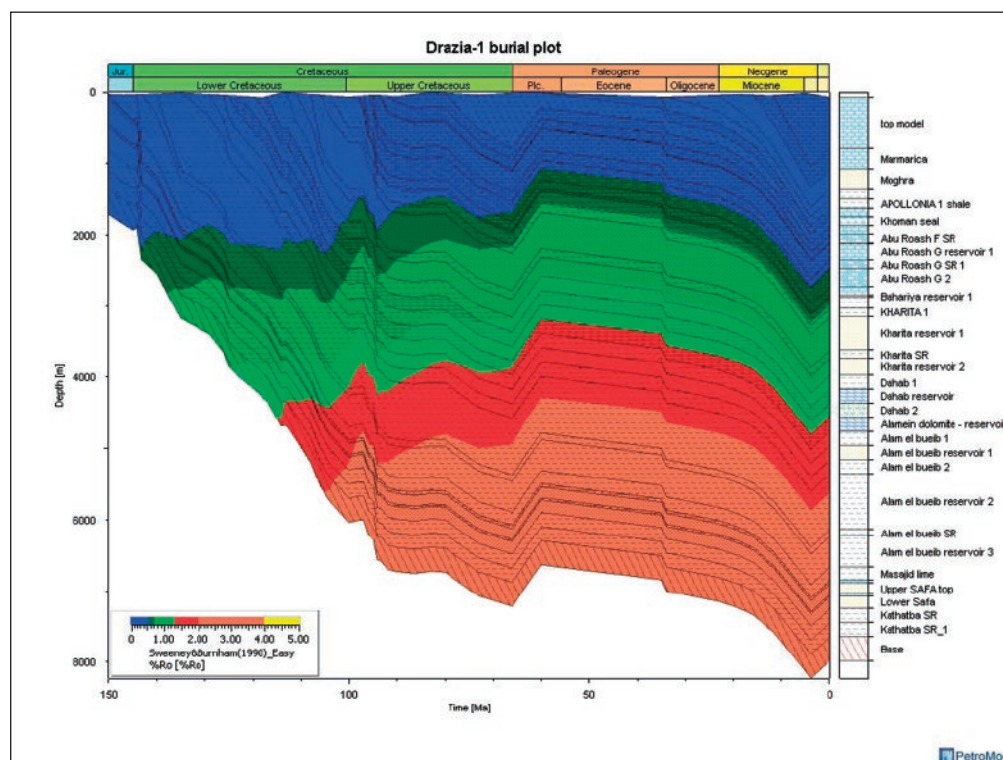
Prije simulacije određena su i vrijednosti toplinskog toka (HF; heat flow) kroz geološku prošlost. Prema strukturno-tektonskim rješenjima istražnog prostora kojima je definirana kronologija događaja u prošlosti, porast temperature bio je u fazama otvaranja bazena (ekstenzija i riftanje), a smanjenje temperature u fazama termičkog zalijeganja (thermal subsidence) i tektonskog mirovanja. Mjerenja refleksije vitritina u bušotini Drazia-1, omogućila su definiranje trenda toplinskog toka za čitavo istražno područje, odnosno trend zrelosti i današnjih temperatura. Također su uneseni i kalibracijski podaci poroznosti (17 bušotina), pornog tlaka (8 bušotina) te temperatura (8 bušotina).



Slika 9: SWIT odredba bazenskog modela (Wygrala, 1989)



Slika 10: Kalibracijske krivulje bušotine Drazia-1



Slika 11: Drazia-1, 1D model zalijeganja s atributom zrelosti

Poroznost i porni tlak kao i toplinska vodljivost stijena ovise o litologijama pojedinih formacija, te izravno utječu na distribuciju topline kroz stupac sedimentne sekvencije. Kalibrirani su tlakovi i poroznosti za sve litologije tj. formacije u modelu. Na slici 10. prikazane su 1D kalibracijske krivulje, za bušotinu Drazia-1 Crvenom bojom su označene vrijednosti mjerena koje odstupaju od trenda zrelosti jer su mjerena provedena na niskoreflektirajućem vitrinitu (VR suppression). (Taylor et al, 1998).

Rezultati modeliranja

Rezultati modeliranja prikazani ovim radom su rezultat višestrukih simulacija 1D i 3D modela. Promjena svakog parametra za bilo koji kalibracijski ili ulazni podatak zahtjeva ponovnu kalibraciju. Prilikom pokretanja simulacije bilo je potrebno definirati jednu od metoda migracije ugljikovodika. Nekoliko je različitih migracijskih metoda: *generation only*; migracijska metoda koja ne stvara punjenje zamki generiranim ugljikovodicima već se bazira na kalibraciji zrelosti, *flowpath*; metoda migracije ugljikovodika uzgonom koja se koristi u područjima s jednostavno definiranim naftnim sustavom i migracijom ugljikovodika iz matične stijene u ležišta, *invasion percolation*; metoda migracije s ciljem postizanja visoke razlučivosti facijesnih karata koja migraciju provodi matematičkim

izračunima kapilarnog tlaka u pojedinim ćelijama, *Darcy flow*; metoda koja omogućuje veliku kontrolu nad kalibracijom tlaka u modelu, te migracijska metoda *hybrid*; kombinacija metoda *flowpath* i *Darcy flow*.

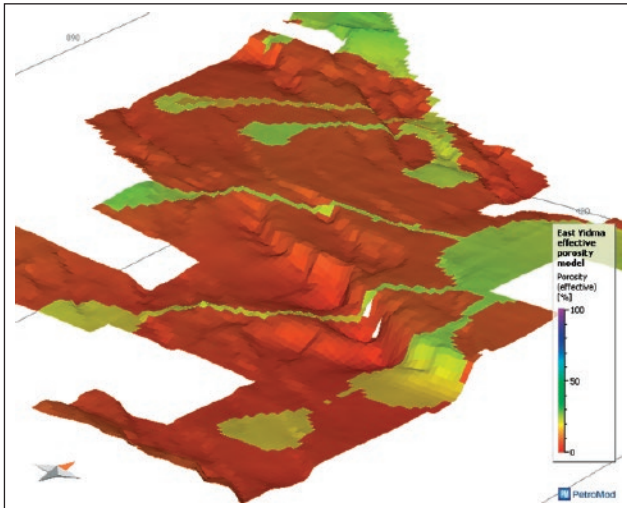
Rezultat 1D modeliranja prikazan je jednim reprezentativnim modelom preko vremenskog profila zalijeganja bušotine Drazia-1 (Slika 11).

Prema 1D modelu bušotine Drazia-1 plitki matični intervali formacije Abu Roash su nezreli, i nisu u mogućnosti generirati ugljikovodike. Stijene formacija Bahariya i Kharita su u glavnom naftnom prozoru (0,7-1% Ro), te su mogle generirati naftu, dok se Alam el Bueib te Kathatba formacije u plinskom prozoru, tj. u zoni generiranja suhog plina (2-4% Ro)

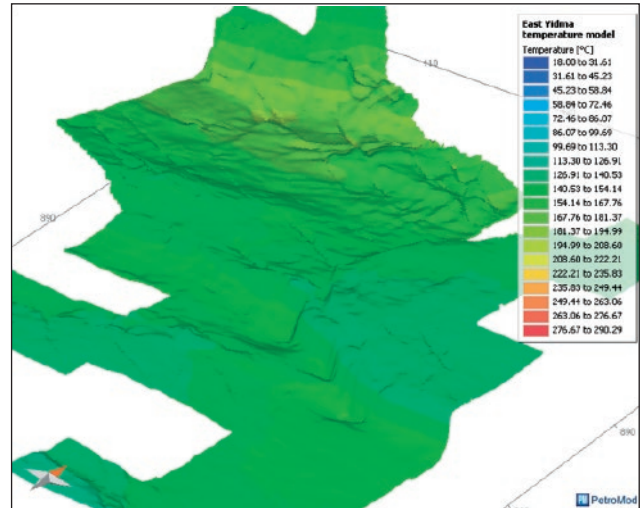
Kalibracije 3D modela omogućava raznolik prikaz modeliranih formacija. Prostorno rasprostiranje efektivnog poroznosti prvenstveno je vezano za facijes taloženja. Modeliranjem pojedinih karakteristika omogućava nam uvid u distribuciju odnosno promjene unutar iste formacije u dubini i kroz prostor (Slika 12). Prikaz iste formacije s distribucijom temperature kroz promjenu dubine možemo vidjeti na slici 13.

Isto je i s distribucijom tlaka unutar formacije koji nam pokazuje promjenu pornog tlaka u odnosu na dubinu zalijeganja i taložni facijes te litologiju koja je vezana za isti (Slika 14).

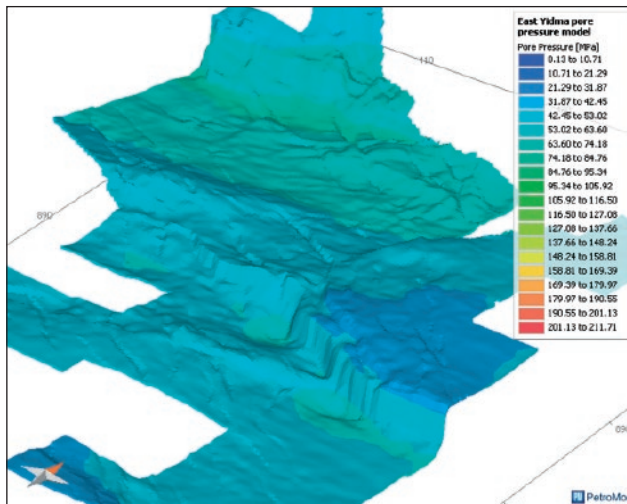
Tlak, distribucija poroznosti te dubine zalijeganja utječu na kretanje fluida iz matičnih stijena u ležišta. Simulacijom modela određenom metodom migracije



Slika 12: Distribucija efektivne poroznosti u modelu



Slika 13: Distribucija temperature kroz formaciju

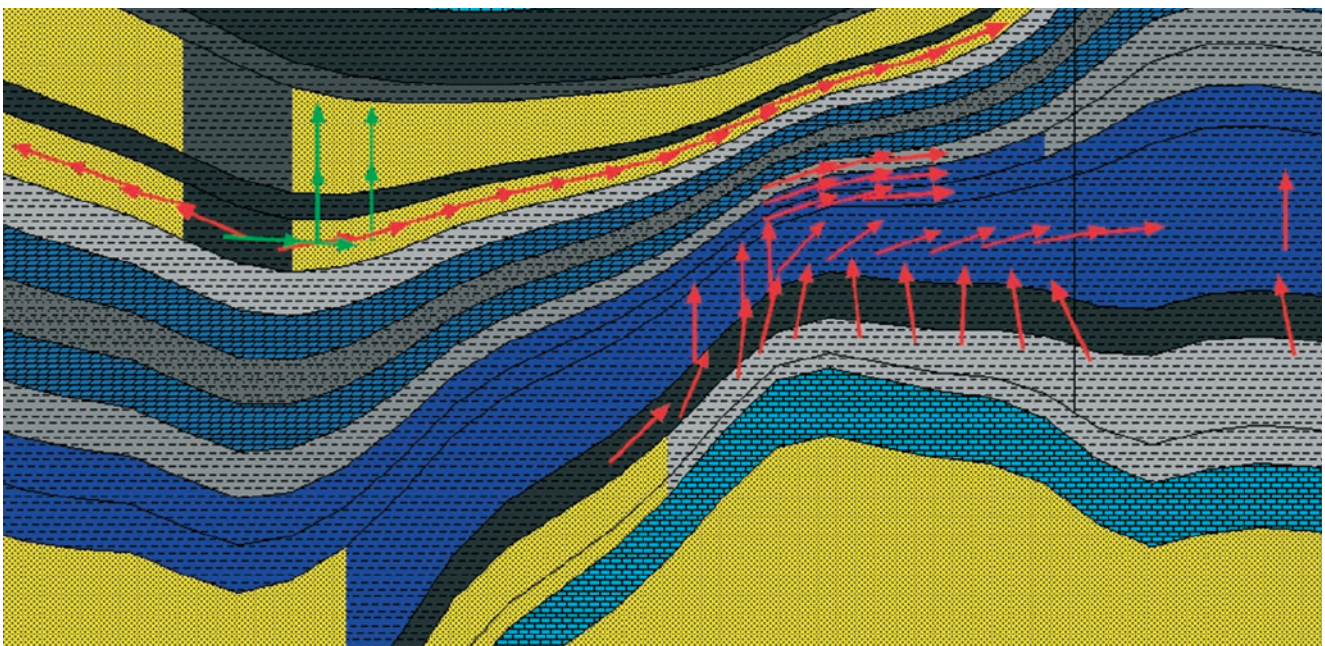


Slika 14: Model distribucije poreznog tlaka

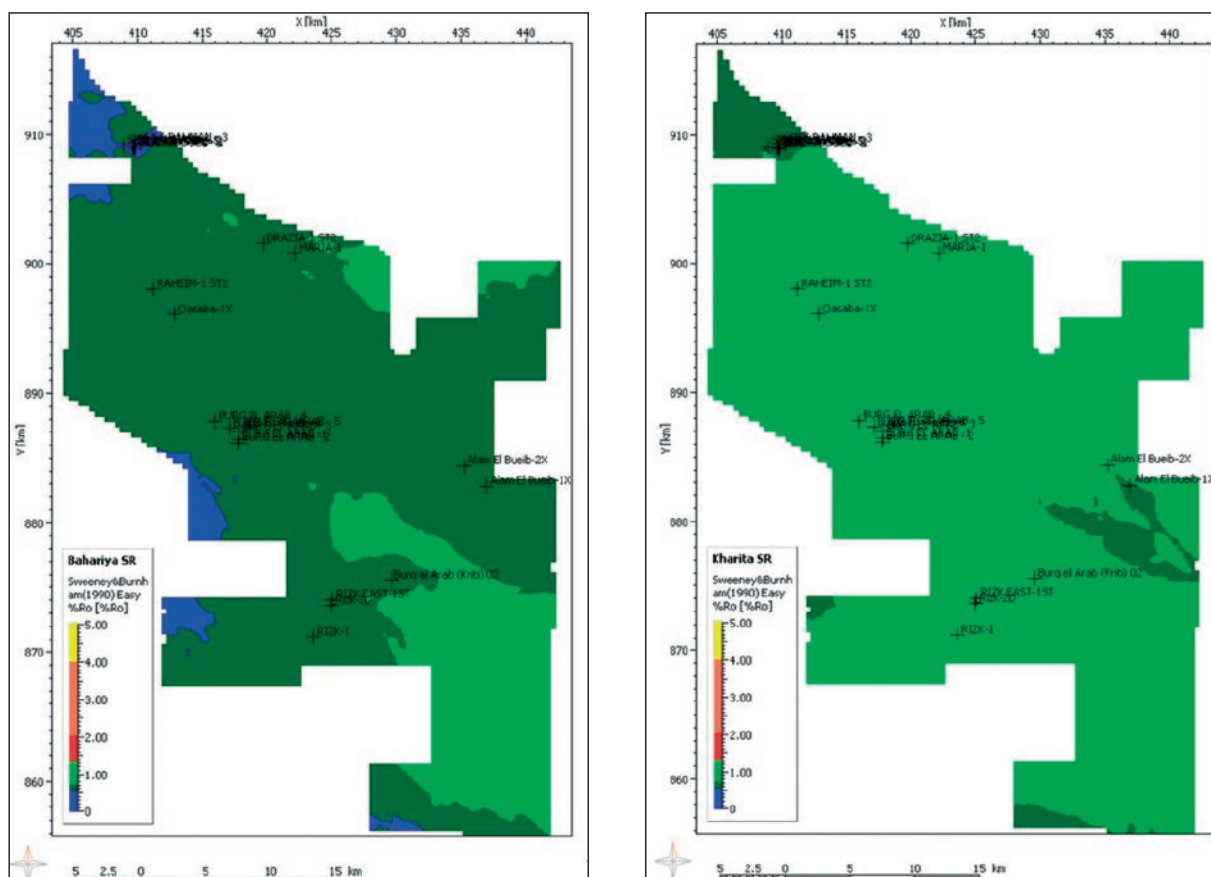
stvaraju se vektorski parametri sila koje su nositelj fluida unutar modela. Svi parametri kalibracije i strukturni elementi (formacije i rasjedi) mogu biti ili povoljni ili nepovoljni za migraciju ugljikovodika iz generativnih matičnih stijena u ležišne. Položaji vektora ukazuju na kretanje fluida u stijenama, u smjeru manjeg tlaka do potencijalne zamke. (Slika 15)

Navedena kretanja fluida razmatraju se u ovisnosti od svojstava matičnih stijena i dostignutih zrelosti.

Prikaz karata zrelosti za matične stijene rezultat je kalibracije modela s mjerenim zrelosnim parametrima, u prvom redu mjerenjima refleksije vitritineta. Prozori zrelosti prema refleksiji vitritineta ($%R_o$) podjeljeni su na:



Slika 15: Primjer vektorskog prikaza kretanja fluida



Slika 16: Karta zrelosti krovine matičnih intervala Bahariya (lijevo) i Kharita (desno)

- 0 - 0,55% R_o – nezrelo
- 0,55 - 0,7% R_o – rana zrelost, rani naftni prozor
- 0,7 - 1,0% R_o – glavni naftni prozor
- 1,0 - 1,3% R_o – kasni naftni prozor
- 1,3 - 2,0% R_o – rani plinski prozor, generiranje mokrog plina
- 2,0 - 4,0% R_o – prozor generiranja suhog plina
- >4% R_o – prezrelo

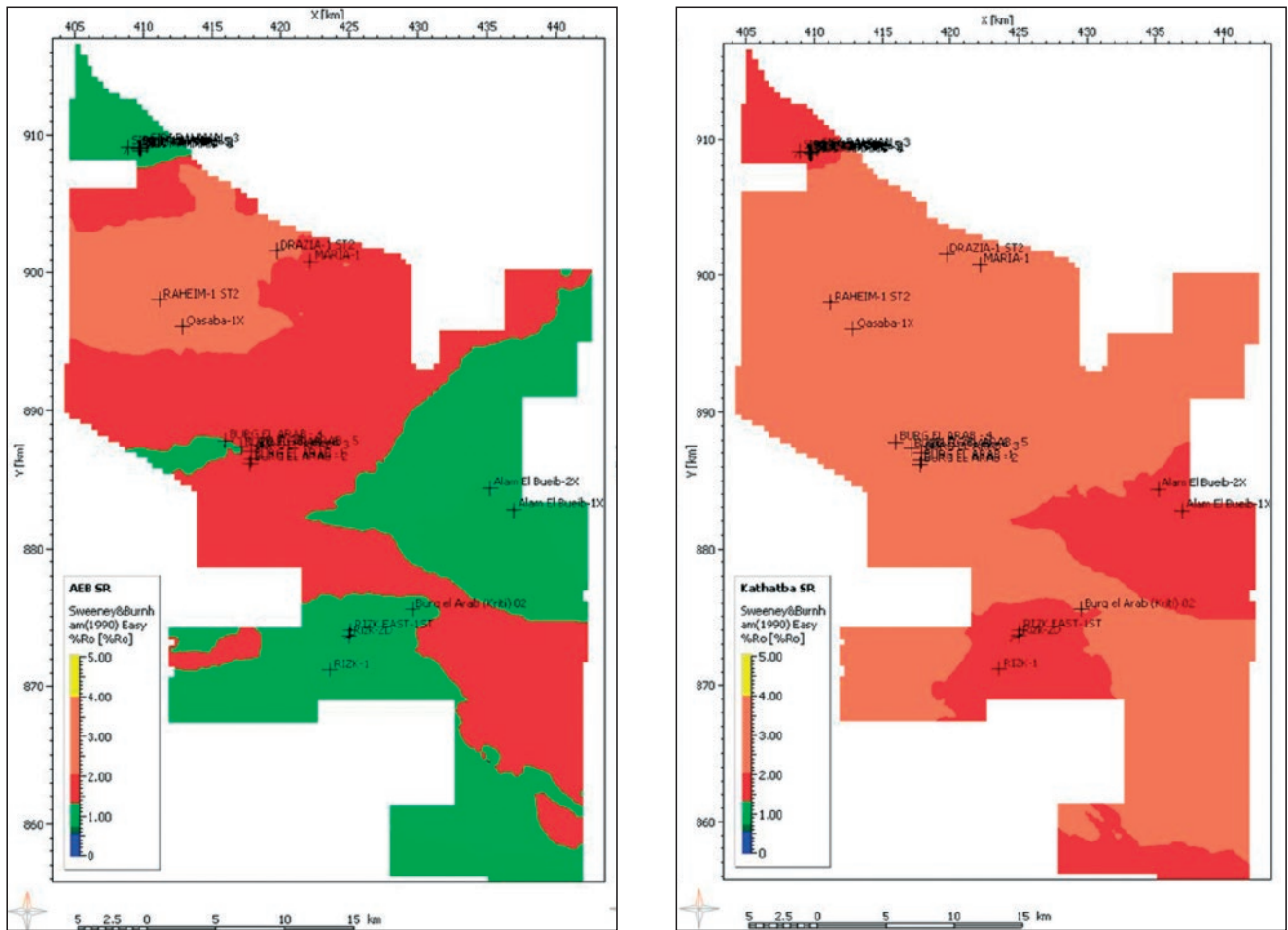
Karte zrelosti na slici 16 prikazuju krovine intervale pojedinih formacija s distribucijom zrelosti po istražnom prostoru za formacije Bahariya i Kharita, te Alam El Buib i Khatatba na slici 17.

Dobro postavljen i kalibriran model trebao bi rezultirati zasićenja ugljikovodicima u dokazanim poljima te ukazati na nove akumulacije kroz puteve migracije koji koreliraju ugljikovodike u ležištima s matičnim stijenama u kojima su generirani.

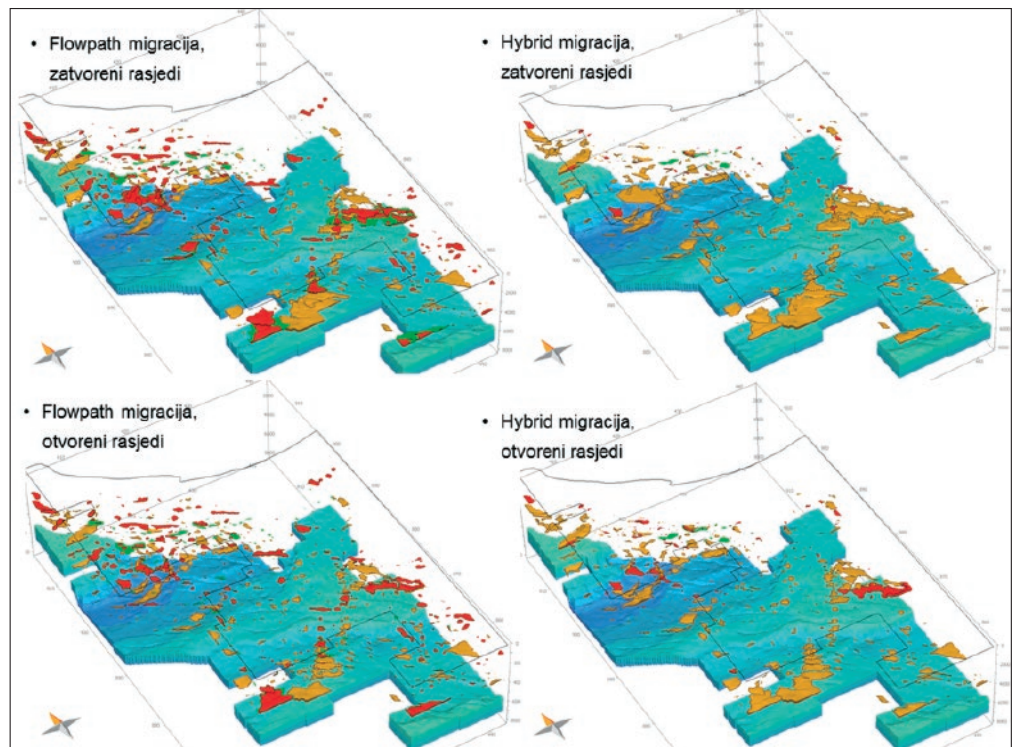
Rezultati modeliranja ne ovise samo o postavkama modela već i o odabranom tipu migracije. Ono što značajno utječe na rezultate modeliranja su postavke karaktera rasjednih ploha. Ulazni podatak o rasjedima zahtjeva definiciju jesu li zatvoreni ili otvoreni te čitav niz parametara vezanih uz propustnost i porni tlak

rasjeda. Budući da rasjedi značajno utječu na migraciju i stvaranje zamki te regionalnu distribuciju tlakova, simulacije istog modela s razlikom kada su rasjedi otvoreni ili zatvoreni rezultira značajnim razlikama.

Za usporedbu koliko rezultat ovisi o postavkama rasjeda i migracijskoj metodi, isti model je simuliran migracijskim metodama *flowpath* i *hybrid*, sa zatvorenim i otvorenim rasjedima. Modeli sa zatvorenim rasjedima pokazuju značajno veća zasićenja, stvaraju veće strukture. Kod otvorenih rasjeda strukturni element zatvaranja su isključivo manje antiklinale te stratigrafske zamke u formacijama s litoškom promjenom. Uz veličinu akumulacija, značajna je razlika i u karakteristikama fluida kojima pojedina migracija puni zamke. Kod hybrid migracije ne razlučuje se tip ugljikovodika kao što je to slučaj s *flowpath* migracijom (Slika 18). Ovakva usporedba ističe važnost odabira metode koja će generirati i akumulirati ugljikovodike najbližnjih karakteristika ugljikovodika u dokazanim ležištima kako bi točnije dobili procijenu ugljikovodika te smanjili rizik istraživanja. Uspoređujući volumene akumulacija u modelu s veličinom proizvodnih polja, najrealniji model je onaj simuliran *Flowpath*



Slika 17: Karta zrelosti krovine matičnih intervala AEB (lijevo) i Khatatba (desno)



Slika 18: Prikaz razlika u zasićenju ugljikovodicima u istom modelu simuliranom različitim migracijskim metodama i zatvorenim, odnosno otvorenim rasjedima. Zasićenja: nafta-zeleno, plin-crveno, kondenzat-žuto. Prikazane akumulacije pripadaju formacijama Alam el Bueib, Alamein dolomite, Kharita i Bahariya

migracijom i otvorenim rasjedima. Općenito su simulacije zatvorenim rasjedima pokazale veća, a samim time i nerealnija zasićenja. *Hybrid* migracije su prikazale manji broj većih zasićenja, dok su *flowpath* migracije prikazale veći broj manjih zasićenja.

Zaključak

Bazensko modeliranje koristi se u naftnoj industriji već dugi niz godina kao jedna od ključnih metoda za deriskiranje prospekata i istražnih prostora. Koristi čitav raspon različitih ulaznih parametara. Projekt modeliranja East Yidme rađen je u PetroMod softveru za bazensko modeliranje tvrtke Schlumberger.

Ovaj rad je za cilj imao obradu naftno-geološkog potencijala dijela bazena Alamein u sjeveroistočnom dijelu Zapadne pustinje (Egipat) kojeg pokriva volumen 3D-a East Yidma. U radu su korišteni svi dostupni podaci s 25 bušotina te podaci iz regionalnih studija koji su pomogli za razumijevanje i modeliranje razvoja bazena i naftnogeološkog sustava. Rezultat modeliranja je geološko rješenje koje prikazuje ekspulziju ugljikovodika iz matičnih stijena te njihovu migraciju

prema ležišnim stijenama ili prema površini, ovisno o stanju geološke zamke u modelu. Dobiven je zadovoljavajući 3D model s korelativnim rezultatima u vidu matičnog potencijala i zasićenja ugljikovodicima u dokazanim rezervoarima formacija Kharita, Alam el Buib, Bahariya i Alamein dolomite. Prvenstveno je bilo bitno potvrditi zasićenja u već dokazanim naftnim ili plinskim poljima kako bismo potvrdili način na koji radi naftni sustav. Analiza karaktera rasjeda, jesu li oni otvoreni ili zatvoreni ovisno o tektonskom sklopu istražnog područja potvrdio nam je kako simulacije modela s otvorenim rasjedima odgovaraju ekstenzijskom sklopu s normalnih rasjeda. U takvom su strukturno tektonskom sklopu rasjedi zapravo put migracije, a ne tvorci zamke i barijera. Prikaz manjih akumulacija u nagnutim rasjednim blokovima u strukturno povoljnom položaju je u skladu s tipovima i veličinom postojećih polja. Ovim radom je bilo bitno prikazati kako različite postavke simulacije modela mogu značajno utjecati na završni rezultat, ali i ukazati na različitost izlaza. Akumulacije indicirane modelom otvorenih rasjeda imaju značajno manji rizik zamke i očuvanja ugljikovodika, te su rangirane kao validni prospekti za istražno bušenje.

Literatura

1. Dolson, J. C., Atta, M., Blanchard, D., Sehim, A., Villinski, J., Loutit, T., Romine, K. (2014): Egypt's future petroleum resources: A revised look into the 21st century, in L. Marlow, C. Kendall and L. Yose, eds., *Petroleum systems of the Tethyan region: AAPG Memoir 106*, p. 143–178.
2. 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.
3. Hantschel, T., & Kauerauf, A. I. (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Springer Science & Business Media. 476 str.
4. 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
5. Said, R. (1962): *The Geology of Egypt*, Elsevier, Netherlands, str. 3-349.
6. Peters, K., Walters, C., Moldowan, J. (2005): *The Biomarker Guide 2nd Edition*, Volume I. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. Cambridge University Press, Cambridge, U.K., 1-472.
7. Taylor, G. H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C. F. K., Littke, R., Robert, P. (1998): *Organic Petrology*. Gebrüder Borntraeger, Berlin-Stuttgart, 704 p.
8. 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.
9. Wygrala, B. P. (1989): *Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy*. Doktorski rad, Sveučilište u Kölnu, Njemačka