Interpretacija potpovršinskih odnosa "East Yidma" područja u Alamein bazenu Zapadne pustinje u Egiptu

Bubnić, Luka

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:169:356473

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-29**



Repository / Repozitorij:

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







SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Diplomski studij geologije

INTERPRETACIJA POTPOVRŠINSKIH ODNOSA EAST YIDMA PODRUČJA U ALAMEIN BAZENU ZAPADNE PUSTINJE U EGIPTU

Diplomski rad

Luka Bubnić
G331

Zagreb, 2019.

Sveučilište u Zagrebu Diplomski rad

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

INTERPRETACIJA POTPOVRŠINSKIH ODNOSA EAST YIDMA PODRUČJA U ALAMEIN BAZENU ZAPADNE PUSTINJE U EGIPTU

LUKA BUBNIĆ

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo

Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Sažetak

Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika na području Egipta počela je još 1886. godine te iako ima dugu povijest i dalje ima mnogo neistraženih područja. U području Zapadne pustinje fokus istraživanja ugljikovodika se mijenja od dokazanih ležišta kredne starosti na dublje zaliježuća ležišta jurske starosti. Zadatak ovog diplomskog rada je interpretirati seizmičke i bušotinske podatke te konstruirati strukturne karte u svrhu izdvajanja potencijalne zamke za ugljikovodike na području seizmičkog volumena East Yidma koncesije, koji se nalazi unutar Alamein bazena u Zapadnoj pustinji u Egiptu. U radu je korišten računalni program *Petrel E&P Software Platform 2015*.

Ključne riječi: interpretacija geofizičkih podataka, atributna analiza, Zapadna pustinja, Egipat, Alamein bazen.

Diplomski rad sadrži: 37 stranica, 29 slika i 16 reference.

Jezik izvornika: hrvatski

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. Jasna Orešković, izvanredna profesorica RGNF-a

Datum obrane: 18. srpnja 2019., Rudarsko-geološko-naftni fakultet

University of Zagreb

Faculty of Mining, Geology

and Petroleum Engineering

Master's Thesis

INTERPRETATION OF SUBSURFACE RELATIONS OF EAST YIDMA CONCESSION, ALAMEIN BASIN, WESTERN DESERT AREA IN EGYPT

LUKA BUBNIĆ

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

Exploration and production of hydrocarbons in Egypt began in 1886. and although it has a long history, there are still many unexplored areas. In the Western Desert area, the focus of hydrocarbons exploration is shifting from proven Cretaceous reservoirs to deeper lying Jurassic beds. The task of this Master thesis is to interpret seismic and well data and construct structural maps for the purpose of identifying potential traps for hydrocarbons in seismic volume of the East Yidma concession, located within the Alamein basin in the Western Desert in Egypt. The work is carried out using computer software *Petrel E&P Software Platform 2015*.

Keywords: interpretation of geophysical data, attribute analysis, Western Desert, Egypt, Alamein basin.

Thesis contains: 37 pages, 29 figures and 16 references.

Original in: Croatian

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

Supervisor: PhD Marko Cvetković, Assistant Professor

Reviewers: PhD Marko Cvetković, Assistant Professor

PhD Iva Kolenković Močilac, Assistant Professor

PhD Jasna Orešković, Associate Professor

Date of defense: July 18, 2019., Faculty of Mining, Geology and Petroleum engineering

Zahvaljujem:

mentoru doc. dr. sc. Marku Cvetkoviću na ukazanom povjerenju, znanstvenim i stručnim savjetima te uloženom vremenu i trudu,

INA d.d. i direktoru Sektora geologije i geofizike dr. sc. Alanu Vranjkoviću na ustupljenim podatcima te na osiguravanju računalnog programa Petrel E&P Software Platform 2015 i prostora za rad,

Wissamu Sulaimanu na potpori, pomoći i usmjeravanju prilikom rada u Petrel E&P Software Platform 2015,

Mojoj obitelji i prijateljima na konstantnoj podršci tijekom cijelog studiranja.

SADRŽAJ:

1. Uvod 1
2. Geologija istraživanog područja 2
2.1 Strukturno-stratigrafski odnosi 2
2.2 Alamein bazen 10
3. Metodologija 14
3.1 Sintetski seizmogram 15
3.2 Seizmička interpretacija 18
3.3 Seizmički atributi 19
4. Rezultati 20
4.1 Interpretacija horizonata 20
4.2 Strukturne karte 24
4.3 Analiza seizmičkih atributa 31
5. Zaključak 35
6. Literatura 36

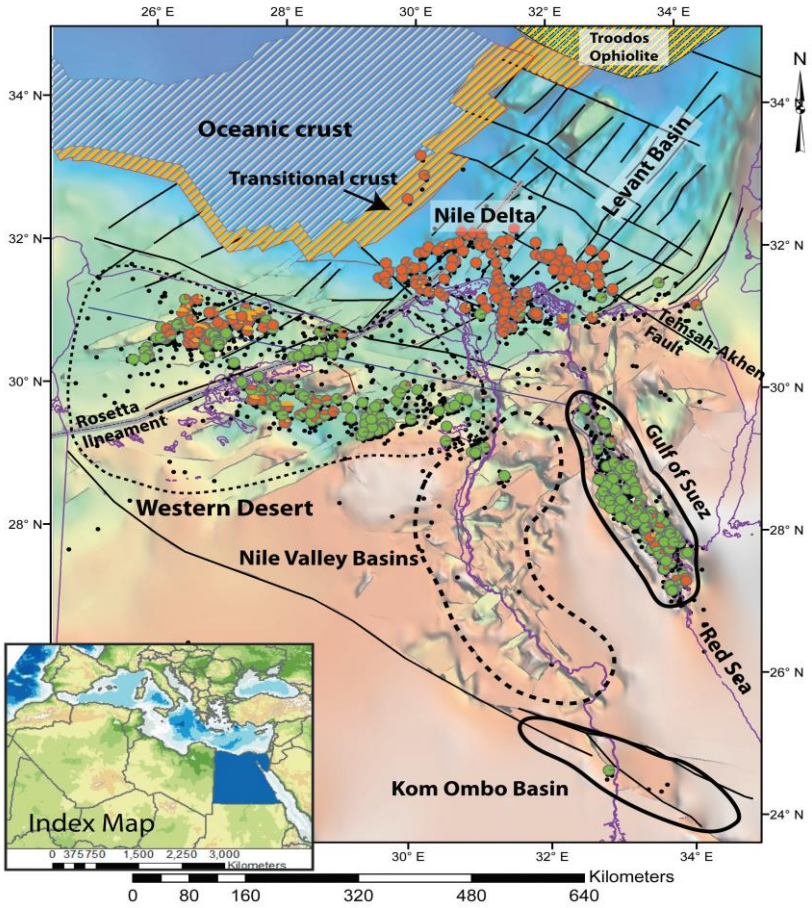
POPIS SLIKA:

Slika 1. Glavni sedimentacijski bazeni u Egiptu. Kružići označavaju proizvodna naftna i plinska polja, a boje označavaju relativni udio plina (crveno) i nafte (zeleno) u tim poljima (preuzeto iz Dolson et al. (2014)). 2
Slika 2. Lokacija istraživanja 2
Slika 3. Lokacije bazena u Zapadnoj pustinji (preuzeto iz Dolson et al. (2001)). 2
Slika 4. Regionalna tektonika Egipta (preuzeto iz Said (1962)). 3
Slika 5. Pretpostavljena paleogeografska rekonstrukcija sjevernog Egipta tijekom rane jure (preuzeto iz Dolson et al. (2014)). 6
Slika 6. Generalizirani litostratigrafski stup područja Zapadne pustinje (preuzeto iz Abdel-Fattah et al. (2014)). 9
Slika 7. Neinterpretirani i interpretirani seizmički profil orijentacije SI-JZ kroz Alamein bazen. Preuzeto iz Rodriguez-Salgado et al. (2015) 12
Slika 8. 3D prikaz interpretiranih horizonata u *Petrel E&P software platform 2015*. 14
Slika 9. Izračunavanje sintetskog seizmograma (Orešković, 2006) 16
Slika 10. Izrada sintetskog seizmograma u Bušotini 1. 17
Slika 11. Karta lokacija bušotina s označenom (crveni krug) Bušotinom 1. 18
Slika 12. Interpretacija horizonata na seizmičkom profilu Inline 4966. 20
Slika 13. Interpretacija horizonata i rasjeda na seizmičkom profilu Xline 10756. 21
Slika 14. Interpretacija horizonata i rasjeda na seizmičkom profilu Inline 5126 sa zaokruženom promatranom strukturom. 22
Slika 15. Interpretacija horizonta i rasjeda na seizmičkom profilu Xline 11316 sa zaokruženom promatranom strukturom. 23
Slika 16. Interpretacija horizonata i rasjeda na dijagonalnom seizmičkom profilu sa zaokruženom promatranom strukturom. 23
Slika 17. Strukturna karta po krovini formacije Apollonia u vremenskom mjerilu. 24
Slika 18. Strukturna karta po krovini formacije Abu Roash u vremenskom mjerilu. 25
Slika 19. Strukturna karta po krovini formacije Bahariya u vremenskom mjerilu. 26
Slika 20. Strukturna karta po krovini formacije Alamein dolomite u vremenskom mjerilu. 27
Slika 21. Strukturna karta po krovini formacije Alam El Bueib u vremenskom mjerilu. 28
Slika 22. Strukturna karta po krovini jurskih naslaga u vremenskom mjerilu. 30
Slika 23. Atribut praćenja tragova (eng. *Ant-tracking*) na seizmičkom profilu Inline 4954. 31

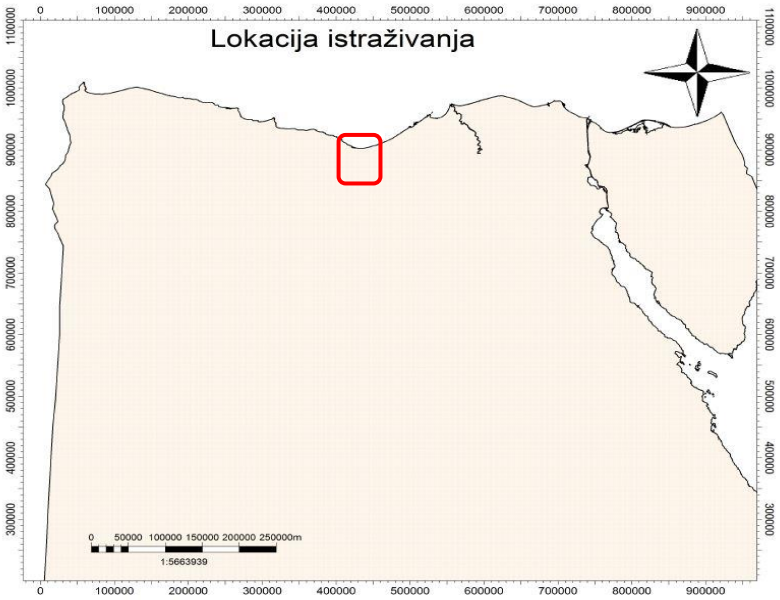
Slika 24. Atribut praćenja tragova (eng. *Ant-tracking*) na seizmičkom profilu Xline 10735. 32
Slika 25. Stereonetska projekcija pukotinskih i rasjednih sustava. 32
Slika 26. Atribut kaos (*eng. Chaos*) na seizmičkom profilu Inline 4949.....33
Slika 27. Atribut kaos (*eng. Chaos*) na seizmičkom profilu Xline 10760. 33
Slika 28. Atribut varijanca (*eng. Variance*) na seizmičkom profilu Inline 4949. 34
Slika 29. Atribut varijanca (*eng. Variance*) na seizmičkom profilu Xline 10751.....34

1. Uvod

Egipat se nalazi u sjeveroistočnom dijelu Afrike. Okružen je na sjeveru sa Sredozemnim morem, na istoku s Crvenim morem, prema zapadu graniči s Libijom, a na jugu sa Sudanom. Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika na području Egipta počela je još 1886. godine. Iako Egipat ima dugu povijest istraživanja i eksploatacije ugljikovodika i dalje postoji mnogo neistraženih područja. Naftna i plinska polja te taložni bazeni u Egiptu prikazani su na slici 1. U području Zapadne pustinje fokus istraživanja na ugljikovodike se pomiče od dokazanih ležišta kredne starosti na dublje zaliježuća ležišta jurske starosti. Jurska ležišta su nedovoljno istražena (Dolson et al. 2014) s obzirom da su opisana na temelju malog broja bušotina. Moderne tehnologije pri analizi seizmičkih podataka i izradbe bušotina omogućuju uspješno istraživanje dubokih jurskih ležišta. Zadatak ovog diplomskog rada bio je interpretirati seizmičke i bušotinske podatke te konstruirati strukturne karte u svrhu izdvajanja potencijalnih zamki za ugljikovodike na području seizmičkog volumena East Yidma koncesije, koji se nalazi unutar Alamein bazena u Zapadnoj pustinji u Egiptu (Slika 2). U radu je korišten računalni program *Petrel E&P Software Platform 2015*. Na temelju interpretacije bušotinskih podataka konstruiran je sintetski seizmogram, a zatim je interpretirano šest horizonta: krovina formacije Apollonia, krovina formacije Abu Roash, krovina formacije Bahariya, krovina formacije Alamein dolomit, krovina formacije Alam El Bueib i krovina jurskih naslaga. Također, izračunati su seizmički atributi: varijanca, kaos i atribut praćenja tragova. Na temelju interpretiranih horizonata konstruirano je šest strukturnih karata u vremenskom mjerilu i izdvojeni su karakteristični profili.



Slika 1. Glavni sedimentacijski bazeni u Egiptu. Kružići označavaju proizvodna naftna i plinska polja, a boje označavaju relativni udio plina (crveno) i nafte (zeleno) u tim poljima (preuzeto iz Dolson et al. (2014)).

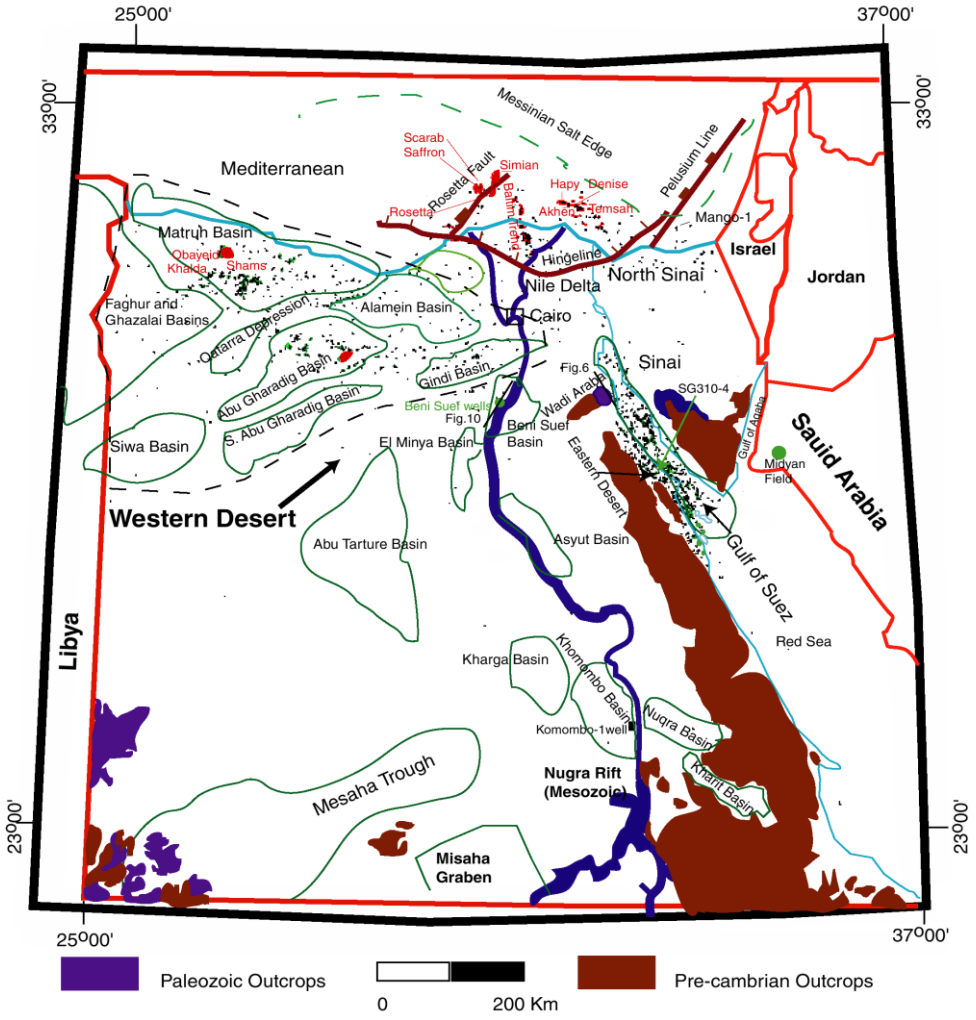


Slika 2. Lokacija istraživanja

2. Geologija istraživanog područja

2.1 Strukturno-stratigrafski odnosi

Zapadna pustinja u Egiptu prostire se na oko 700.000 km^2 i čini oko 2/3 površine države. Generalna tektonska evolucija Egipta uvjetovana je kretanjem Afričke ploče. Sjeverni dio Zapadne pustinje sastoji se od naslaga paleozojske starosti pa sve do naslaga kvartarne starosti koje su se taložile u četiri glavna bazena (Slika 3): Abu Gharadig, Alamein, Matruh-Shushan i Faghur bazen.

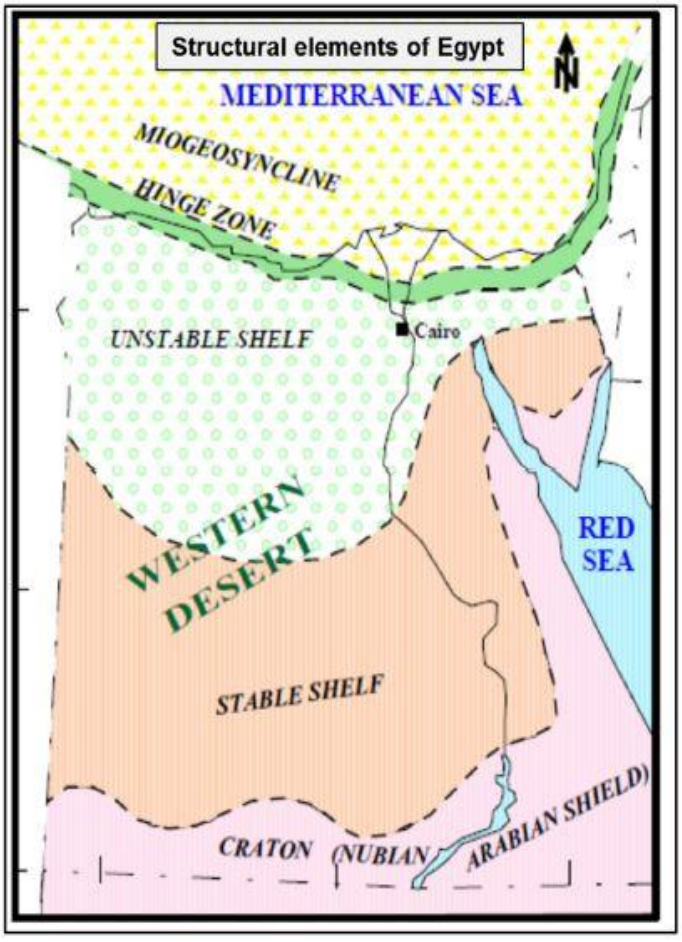


Slika 3. Lokacije bazena u Zapadnoj pustinji (preuzeto iz Dolson et al. (2001)).

Strukturni razvoj sjeverne Afrike karakterizan je s najmanje 7 velikih tektonskih faza (Ahmed, 2008): Panafrička orogeneza, infrakambrijska ekstenzija, naizmjenična ekstenzija i kompresija u razdoblju od kambrija do karbona, kasnokarbonska hercinska orogeneza, kasnotrijaska – ranojurska i ranokredna riftna faza, kasnokredna – paleocenska alpska

kompresija i oligo – miocenski rifting. U literaturi se navodi (Said, 1962; Said, 1990) da je Egipat podijeljen u dvije makro cjeline prema debljini i tipu sedimentnog pokrova:

1. Arapsko – afrički kraton (nubijski kraton) koji je stabilna tektonska jedinica te se na izdancima mogu vidjeti stijene podloge.
2. Područja šelfova, koja mogu biti podijeljena u tri subjedinice Said (1962) (Slika 4):
    1) Stabilni šelf koji zauzima južni dio Zapadne pustinje, a sastoji se od fluvijalnih kontinentalnih klastita koji naliježu na stijene podloge.
    2) Nestabilni šelf koji se nalazi sjeverno od stabilnog šelfa i bogat je organskom tvari, boran je i rasjednut što je povoljno za nakupljanje ugljikovodika, što potvrđuju broja naftna i plinska polja.
    3) „Hinge zone“ je prijelazna zona relativno male širine i paralelna je obali Sredozemnog mora. To je područje koje leži između nestabilnog šelfa i miogeosinklinale (pojam koji se više ne koristi u geološkoj terminologiji, jer je dio odbačene fiksističke teorije).



Slika 4. Regionalna tektonika Egipta (preuzeto iz Said (1962)).

Paleozoik

Na početku paleozoika Afrička ploča nalazila se u središtu superkontinenta Gondwane. Kristalinska podloga u Egiptu je kambrijske starosti i starija te se sastoji od granita i granitoida s niskim stupnjem metamorfizma. Izotopne studije dokazale su postojanje dva intruzivna događaja. Prema radu Ahmed (2008) prvi događaj zbio se prije 1000 – 850 milijuna godina i rezultirao je intruzijom alkalnih diorita i granodiorita, a drugi mlađi događaj starosti između 650 – 500 milijuna godina karakteriziran je intruzijom K-feldspatom bogatih granita. Stijene podloge i paleozojski sedimenti su snažno rasjednuti. Tijekom ranog kambrija javlja se kratka transgresivna faza koja završava uslijed regionalnog izdizanja i pada morske razine na kraju kambrija. Sedimenti su se taložili uglavnom u kontinentalnim facijesima. Kambrij je zastupljen Siwa grupom koja uključuje formacije Shifa, Kohla i Basur. Najvažnija od njih je formacija Shifa sastoji se od pješčenjaka, konglomerata, šejlova, glaukonitičnih pješčenjaka, glina (Mencaroni, 2014).

Tijekom starijeg ordovicija glacijacija je uzrokovala marinsku regresiju. Područje Zapadne pustinje nalazilo se u tom razdoblju na paleo južnom polu.

U starijem siluru superkontinent Gondwana počinje se kretati prema sjeveru. Počinje topljenje ledenjaka i dolazi do generalnog porasta morske razine, što je u Zapadnoj pustinji uzrokovalo plitkomorske uvjete taloženja u kojima je došlo do sedimentacije pijesaka i šejlova.

Početak devona obilježen je izraženom marinskom regresijom, što dovodi do snižavanja morske razine. U to vrijeme taložili su se sitnozrnasti marinski i fluvijalno-deltni sedimenti te karbonati i pijesci. Devonske naslage pripadaju Faguh grupi, a najvažnija formacija u toj grupi je formacija Zeitoun, koja se sastoji od škriljavaca, siltova i marinskih pješčenjaka (Mencaroni, 2014), pri čemu je karakterističan visok udio organske tvari u sedimentima.

Za vrijeme starijeg karbona arapsko – afrička granica bila je pod utjecajem dubokovodnih okoliša, ali u srednjem dijelu karbona dolazi do regresivne faze koja se očituje u plitkovodnom okolišu u sjevernom Egiptu. U mlađem karbonu se dogodio prijelaz iz plitkovodnog u kontinentalni okoliš. Prva formacija te starosti je formacija Disoqy sastavljena od pijesaka i šejlova, na koju superpozicijski naliježe formacija Diffah koja se sastoji od interstratificiranih glinovitih vapnenaca. Pri vrhu formacije glinoviti vapnenci zamijenjeni su s fluvijanim pješčenjacima (Ahmed, 2008). Zatim slijedi formacija Safi u kojoj dolaze fluvijalni pješčenjaci indikativni za kontinentalni okoliš

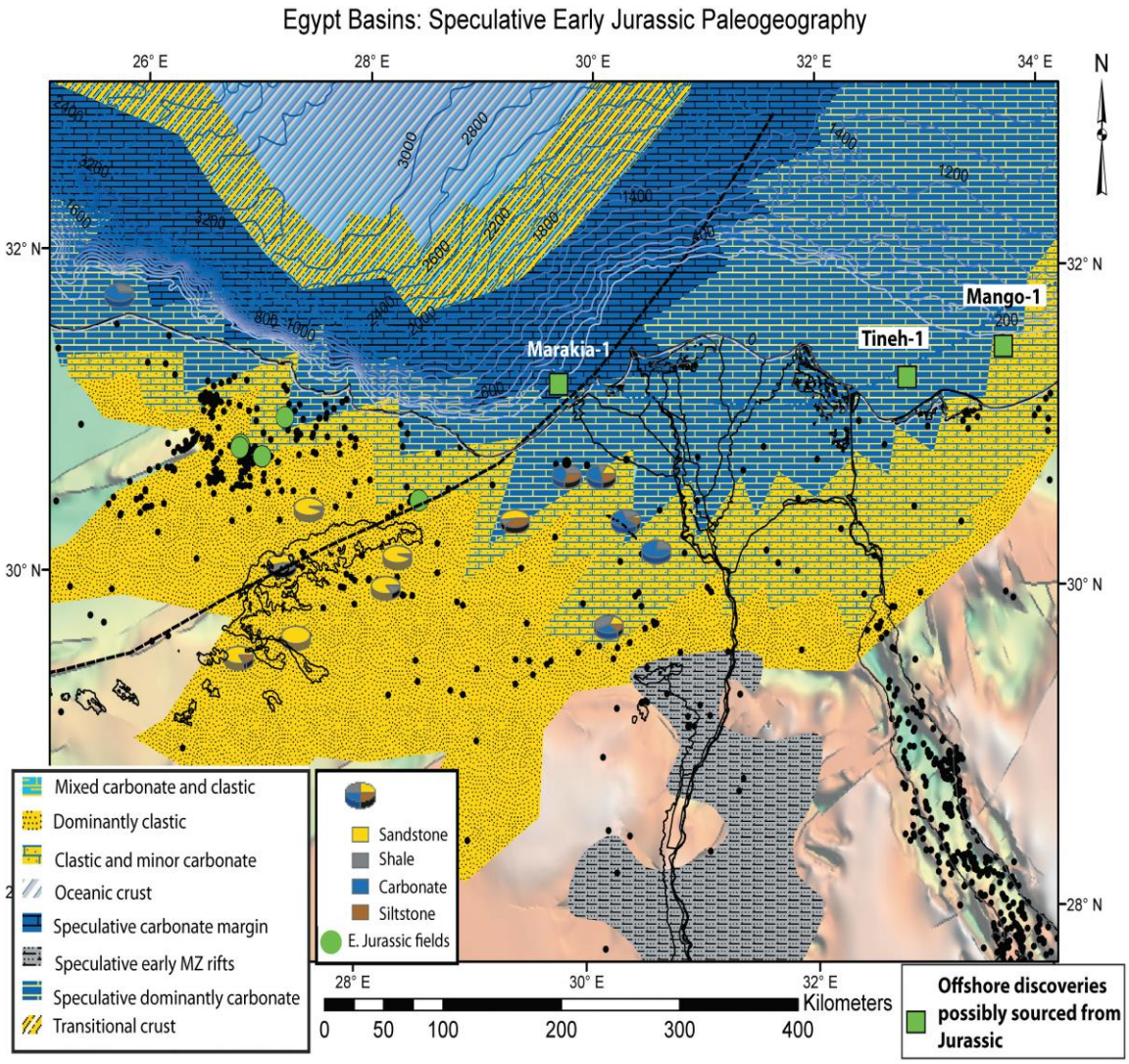
taloženja. Na prijelazu iz karbona u perm pojavljuje se regionalna diskordancija koja je uzrokovana događajima nakon hercinske orogeneze.

Permski sedimenti su jako rijetki na području Zapadne pustinje zbog velike tektonske nestabilnosti uzorkovane hercinskom orogenzom. Permske naslage nije uvijek lako razlikovati od trijaskih naslaga, jer je teško prepoznati granicu paleozoika i mezozika zbog nedostatka biostratigrafskih markera (Mencaroni, 2014).

Mezozoik

Tijekom trijasa u Zapadnoj pustinji dolazi do izdizanja reljefa, a taloženje se odvijalo samo u strukturno najnižim područjima. Također, u trijasu započinje ekstenzija povezana s bazičnim vulkanizmom, što se nastavilo u juri formirajući Neotethys. Na području Zapadne pustinje gotovo da i nema naslaga trijaske starosti, tek se ponegdje javlja formacija Eghei karakterizirana pješčenjacima (Ahmed, 2008).

U starijoj juri u Zapadnoj pustinji vladaju plitkovodni okoliši, s tendencijom produbljivanja u srednjoj juri, koje je povremeno prekidano kratkim regresivnim događajima. Produbljivanje je uzrokovano razdvanjem Turske mirkoploče i Gondwane, zbog otvaranja i razvoja Neothetysa. Na granici jure i krede ponovno se javlja snažna tektonska aktivnost i generalno izdizanje područja, a u Zapadnoj pustinji su ti događaji vidljivi u seriji diskordancija. Jurske naslage su lako prepoznatljive u Zapadnoj pustinji i njihova pretpostavljena paleogeografska rekonstrukcija vidljiva je na slici 5. Na početku jure taloži se formacija Bahrein koja je karakterizirana sitnozrnastim kvarcnim pješčenjacima s pojavama konglomerata, šejlova i anhidrita (Tawadros, 2011). Tijekom srednje jure taložili su se sediment formacije Khatatba. Facijesi koji sačinjavaju ovu formaciju predstavljaju ujedno jedan od najvažnijih matičnih intervala u Zapadnoj pustinji, ali i vrlo važnu rezervoarsku stijenu. Prema Mencaroni (2014) formacija ima veliki generativni potencijal zbog velikog udjela organske tvari. Formacija Khatatba se obično dijeli u tri člana: stariji član Khatatba 2, mlađi član Khatatba 2 i član Khatatba 1. Članovi Khatatba 2 sastoje se dominantno od šejlova i madstona s proslojcima pješčenjaka i matične su stijene, dok se član Khatatba 1 sastoji od vapnenaca s proslojcima pješčenjaka koji prema vršnom dijelu prelaze u pješčenjake i kolektorske su stijene (Mencaroni, 2014). Na formaciju Khatatba naliježe formacija Masajid i sastoji se od masivnih vapnenaca koji su nastali nakon podizanja morske razine, koje je trajalo do kraja jure. Ta formacija je važna regionalno kao izolatorska stijena za kolektore člana Khatatba 1 (Ahmed, 2008).



Slika 5. Pretpostavljena paleogeografska rekonstrukcija sjevernog Egipta tijekom rane jure (preuzeto iz Dolson et al. (2014)).

U kredi arapsko – afrička ploča bila je izložena riftovanju generalnog pružanja I-Z. U mlađoj kredi dolazi do kompresije uzrokovane Alpskom orogenezom. Dolazi do otvaranja južnog dijela Atlantskog oceana što je zajedno dovelo do izdizanja i nastanka novih sustava rasjeda. Ta tektonska aktivnost u kredi je ključna za naftnogeološki sustav Zapadne pustinje jer su glavne zamke povezane s tektonskim kretanjima u mlađoj kredi.

Na granici jure i krede došlo je do snažne tektonske aktivnosti i početka ekstenzijske faze koja je utjecala na područje Zapadne pustinje uzrokujući supsidenciju kroz cijelo razdoblje. U takvim uvjetima u ranoj kredi taložila se formacija Alam El Bueib koja je najdeblja formacija u cijeloj sukcesiji s prosječnom debljinom oko 1000 m. Formacija Alam El Bueib odlikuje se velikom varijabilnosti u litološkom sastavu i udjelu organske tvari, a karakterizirana je dominantno pijescima i šejlovima koji imaju veliki

značaj za naftnogeološki sustav Zapadne pustinje kao serija interstratificiranih kolektorskih i matičnih stijena. Unutar slijeda izdvajaju se tri intervala šejlova koji imaju karakteristike matičnih stijena. U gornjem dijelu formacije pojavljuju se uklopljeni vapnenci koji ukazuju na fluvijalno-deltnu sedimentaciju nakon regionalnog izdizanja u mlađoj juri (Ahmed, 2008). Tijekom apta transgresivna faza bila je na vrhuncu što je rezultiralo taloženjem naslaga formacije Alamein koja se sastoji većinom od dolomita. Dolomiti su ponegdje proslojeni sa šejlovima taloženim u plitkom marinskom okolišu. Dolomiti formacije Alamein su rezervoarska stijena u mnogim naftnim poljima (npr. Yidma, El-Razzak, Alamein, North Alamein; Tawadros, 2011). Prema radu Metwalli & El-Hady (1975), ovi dolomiti odlikuju se ravnomjernom debljinom u sjevernom području Zapadne pustinje. Pretpostavlja se da je između apta i alba došlo do pada morske razine, što je dovelo do taloženja glina, siltova i tankih proslojaka pješčenjaka koji čine formaciju Dahab, koja je važan dio naftnogeološkog sustava Zapadne pustinje jer je dobar izolator. Tijekom srednjeg apta do kraja starije krede talože se kvarcni pješčenjaci s pojavama glinovitih vapnenaca koji čine formaciju Kharita.

Tijekom mlađe krede, u cenomanu, počinje stvaranje formacije Bahariya. U njenom bazalnom dijelu nalaze se visoko porozni, dobro graduirani pješčenjaci, koji su glavna rezervoarska stijena u cijeloj Zapadnoj pustinji. U srednjem dijelu formacije taloženje se odvijalo u eustuarijima i u tom dijelu nalazimo sitnozrnaste pješčenjake bogate fosilima, a na vrhu formacije mogu se naći dolomiti i lagunarni vapnenci koji su karakterizirani visokim udjelom organske tvari, što čini ovu formaciju i potencijalnom matičnom stijenom (Ahmed, 2008). Od gornjeg cenomana do santona talože se sedimenti formacije Abu Roash. Formacija je podijeljena u sedam članova koji su označeni slovima od A do G na temelju eustatskih promjena koje su se odvijale u to vrijeme. Prema Mousa et al. (2014) tri člana (B, D i F) sastoje se od vapnenaca i dolomita, četiri člana (A, C, E, G) izgrađena su dominantno od pješčenjaka i šejlova koji su bogati organskom tvari i potencijalne su matične stijene. Abu Roash G član je heterogen i lateralno i vertikalno, a sastoji se od šejlova, pješčenjaka, vapnenaca i dolomita (Ahmed, 2008).

Kenozoik

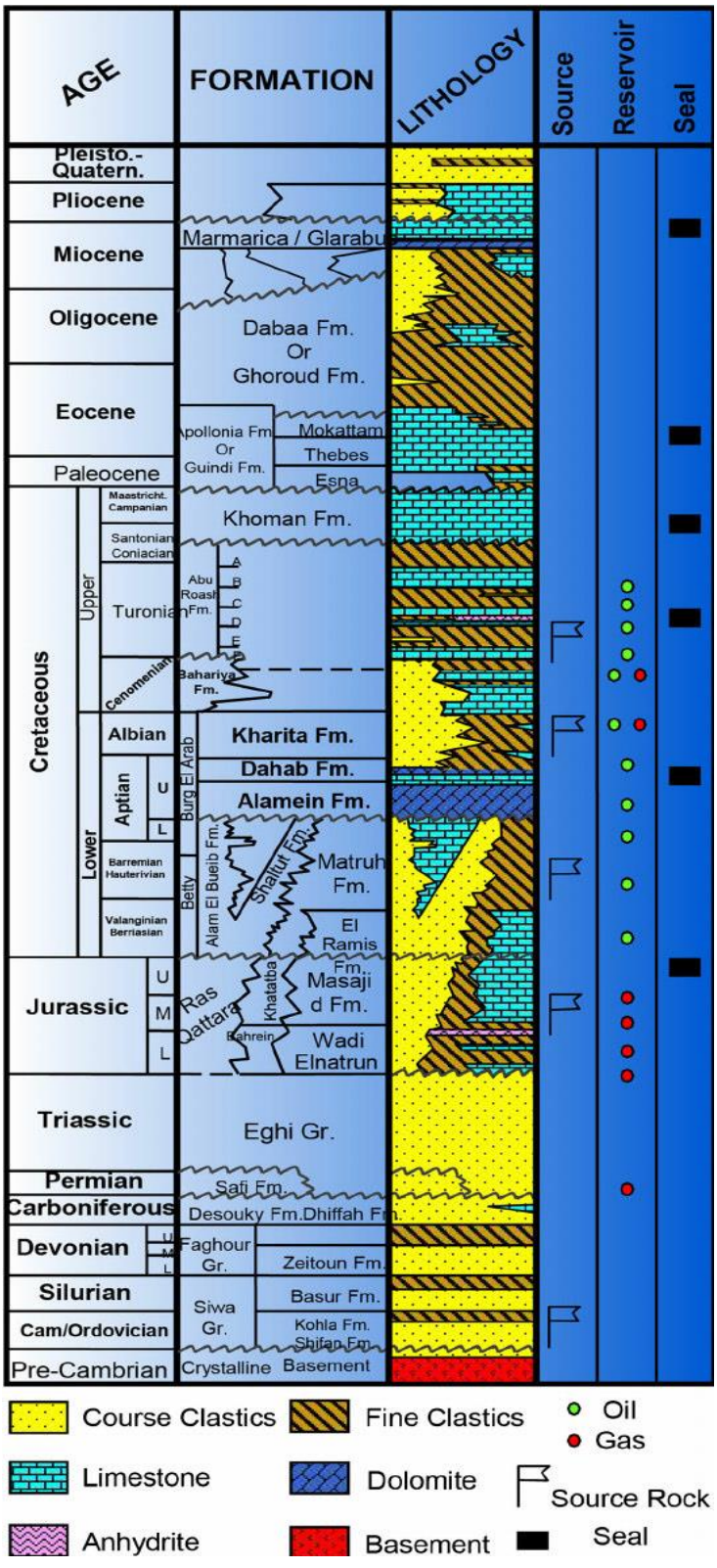
Najvažniji tektonski događaj u ovom razdoblju zbio se od srednjeg do mlađeg eocena i u Zapadnoj pustinji se naziva eocenska faza inverzije, a uzrokovana je Alpskom orogenzom. Taj je događaj reaktivirao prethodno razvijene normalne rasjede kao reversne rasjede, došlo je do snažnog izdizanja reljefa te smještanje horstova i graba u njihov

današnji položaj. Također mnogo krednih sedimenata je erodirano tijekom ovog razdoblja. Nakon faze inverzije, dolazi do transgresije u mlađem eocenu.

Na početku paleocena na području Mediterana dolazi do faze kompresije. U područjima bliže Sredozemnom moru taložila se formacija Apollonia koju čine vapnenci s proslojcima šejlova u vršnom dijelu. U mlađem eocenu započela je nova transgresivna faza. Velike rijeke donosile su terigeni sediment koji se taložio u deltama. Formacija Dabaa nastala je u tom periodu i sastoji se od smeđih do zelenih deltnih muljnjaka.

Tijekom miocena došlo je do riftanja na području Crvenog mora koje je uzrokovalo izdizanje područja koje okružuje Crveno more. Jedna od posljedica je promjena smjera toka rijeka prema zapadu i taloženje fluvijalnih pješčenjaka i siltova (Mencaroni, 2014). Tijekom starijeg i srednjeg miocena ti sediment su formirali formaciju Moghra, a tijekom srednjeg i mlađeg miocena formaciju Marmarica, koja je vidljiva samo u sjevernim dijelovima Zapadne pustinje.

Sedimenti kvartara su dominantno taloženi u kontinentalnim okolišima. Generalizirani litološki stup Zapadne pustinje prikazan je na slici 6.



Slika 6. Generalizirani litostratigrafski stup područja Zapadne pustinje (preuzeto iz Abdel-Fattah et al. (2014)).

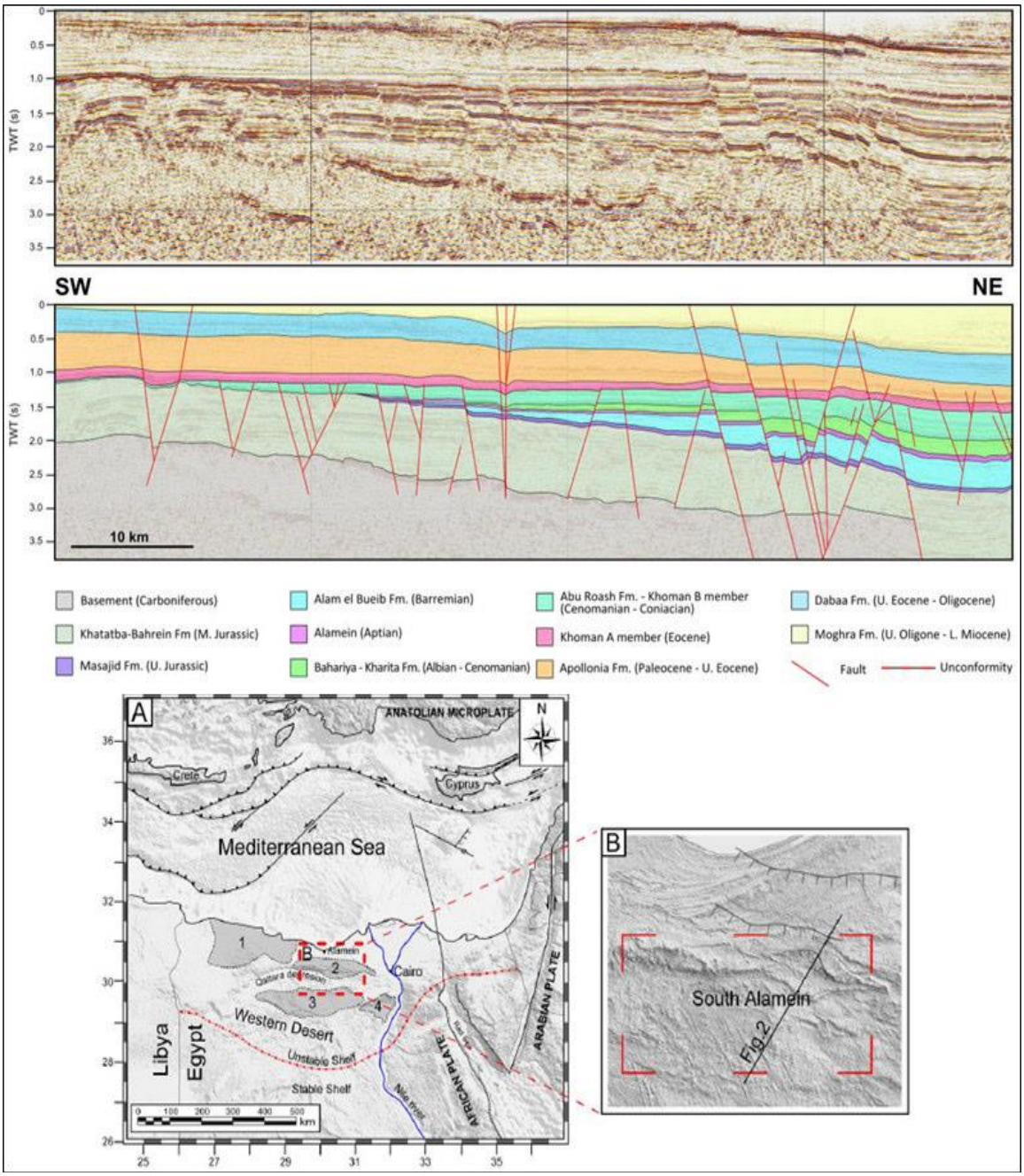
2.2 Alamein bazen

Alamein bazen nalazi se u Zapadnoj pustinji, a nastao je tijekom mezozojskog riftanja u sjevernoj Africi. Razvoj bazena je vrlo kompleksan, a povezan je s raspadom Gondwane, nizom riftnih faza u juri i kredi i razvojem pasivne granice Neotethys oceana. Bazen je izdužen u smjeru SI-JZ (Dolson et al. 2014), a taj trend prate i glavni rasjedi. Također su istaknuti rasjedi pružanja SZ-JI. Na području Alamein bazena glavni strukturni element je velika antiklinala pružanja SZ-JI koja je sastavni dio regionalnog strukturnog hrpta Qattara-Alamein. Qattara-Alamein struktura pokazuje istu orijentaciju kao i sustav rasjeda Sirijskog luka koja je najistaknutija strukturna konfiguracija Alamein područja u kojoj dominiraju normalni rasjedi nastali za vrijeme ekstenzije. Profil orijentacije SI-JZ kroz Alamein bazen prikazan je na slici 7. Od jure do gornjeg neogena odvila su se četiri velika sedimentacijska ciklusa:

1. Na karbonatno-klastičnu sekvenciju srednje jure transgresivno naliježu karbonati mlađe jure koji čine formaciju Masajid. Formacija se dominantno sastoji od vapnenaca i dolomita, a sadrži i proslojke pješčenjaka i siltova (Tawadros, 2011). Okoliš taloženja je dominantno marinski, a prema kraju jure postaje plitkomorski te na kraju postaje kontinentalni. Na prijelazu okoliša nastaje formacija Khatatba sastavljena od šejlova interstratificiranih slojevima pješčenjaka te ponegdje proslojcima karbonata. Formacija je podijeljena u nekoliko članova. Član Upper Safa sastoji se dominantno od siltova i pješčenjaka, lokalno s proslojcima ugljena, a član Lower Safa se također sastoji od pješčenjaka i siltova. Između ova dva člana nalazi se tanki sloj vapnenaca koji čini član Kabrit.
2. Početkom krede talože se sedimenti formacije Alam El Bueib, koja se pretežito sastoji od pješčenjaka sa siltovima i podređeno šejlom. Okoliš taloženja formacije je kontinentalni. Prosječna debljina formacije je oko 1060 m. Nakon toga slijedi formacija Alamein dolomit, prosječne debljine 90 m. Dominantno se sastoji od dolomita s tankim slojevima šejlova pri vrhu formacije. Sedimentacija se odvijala u plitkovodnom marinskom okolišu taloženja uslijed transgresivnog događaja u srednjoj juri.
3. Klastična sekvencija formacije Kharita albske je starosti. Sastoji se od interstratificiranih šejlova i karbonata koji su se taložili u plitkomorskim okolišima, a u nižim dijelovima sekvencije javljaju se i ugljeni. Prosječna

debljina formacije je oko 480 m. Formacija Baharyia sastoji se od klastičnih i karbonatnih intervala (Dolson et al. 2014), a prosječna debljina formacije je 240 m. Zatim slijedi formacija Abu Roash koji je podijeljena u članove od A do F. Prosječna debljina formacije, koja je vrlo heterogena i sastoji se od vapnenaca, dolomita, šejlova i pješčenjaka s proslojcima anhidrita, je 365 m. Okoliš taloženja je plitkomorski s epizodama evaporitne sedimentacije. Eocenska formacija Apollonia sastoji se od vapnenaca s proslojcima šejlovima u gornjem dijelu, a taloženje se odvijalo u plitkomorskom okolišu.

4. Mlađi eocen karakteriziran je taloženjem šejlova s proslojcima pješčenjaka, u plitkomorskim okolišima i dijelom marinskom okolišu s reduciranim donosom terigenog materijala, koji čine formaciju Dabaa. Prosječna debljina formacije je oko 480 m. Slijedi donjomiocenska formacija Moghra, koja se sastoji od pješčenjaka proslojenih s šejlovima i glinama te rjeđe proslojcima karbonata. Prosječna debljina ove formacije taložene u deltnim okolišima je oko 790 m. Formacija Marmarica sastoji se od karbonata, dominantno vapnenaca taloženih u plitkomorskim i marinskim okolišima. Prosječna debljina formacije je oko 100 m. Na formaciju Marmarica diskordantno naliježu najmlađi pliocenski sedimenti.



Slika 7. Neinterpretirani i interpretirani seizmički profil orijentacije SI-JZ kroz Alamein bazen. Preuzeto iz Rodriguez-Salgado et al. (2015)

Paleozojske stijene nisu dovoljno istražene jer je mali broj bušotina probušio te naslage (Dolson et al. 2014), ali se pretpostavlja da su potencijalne matične stijene za naftu devonska formacija Zeitoun i karbonska formacija Dhiffah. Međutim smatra se da su u području Alamein bazena te formacije prezrele da bi generirale ugljikovodike. Za naftnogeološki sustav istraživanog područja, kao matična stijena, bitna je srednje jurska formacija Khatatba koja ima visok TOC (1-3 wt%) i postigla je stupanj zrelosti na širokom području (Bosworth et al. 2015). Sedimenti te formacije taloženi su u suboksičnim i

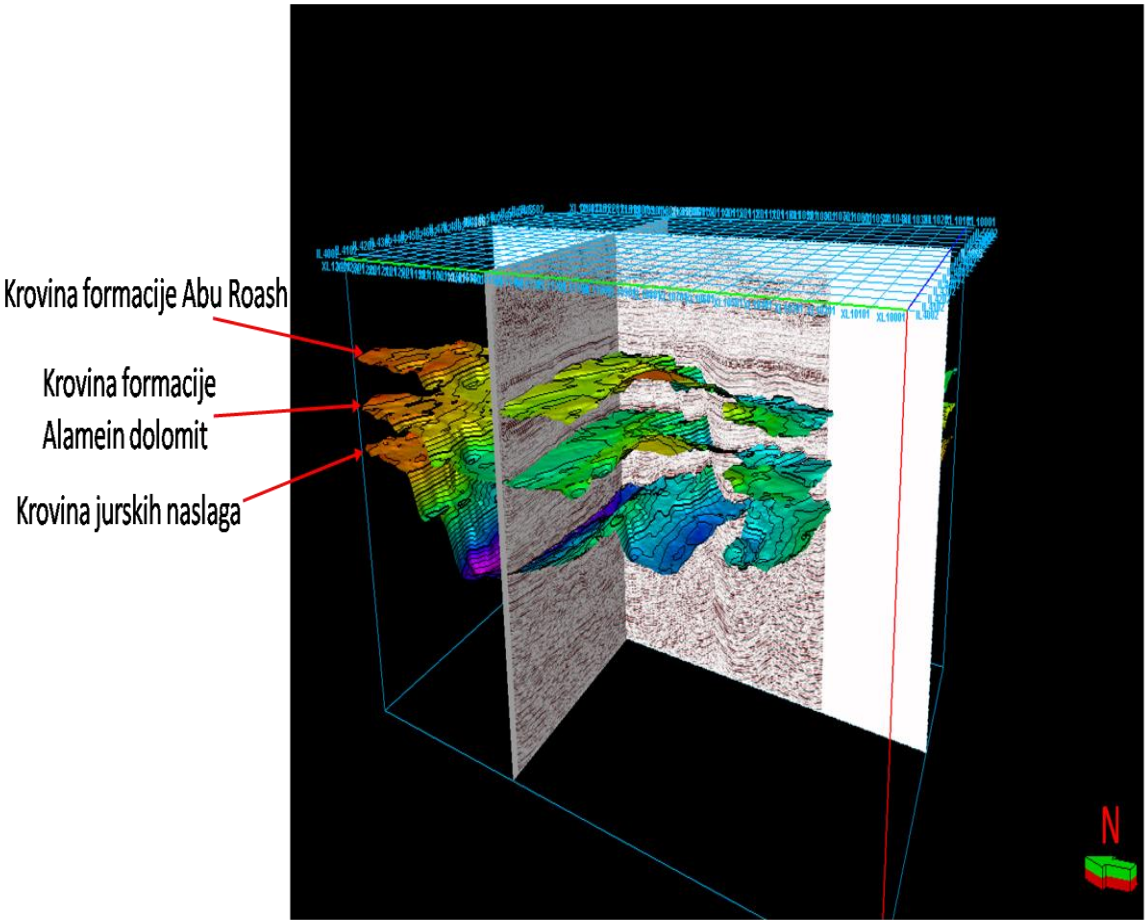
anoksičnim uvjetima i matične su stijene u području Alamein bazena, dominantno za naftu. Kerogen je mješoviti između tipa II i tipa III. U donjoj kredi šejlovi formacije Alam El Bueib potencijalne su matične stijene za plin (kerogen tipa III), a TOC varira od 1,85 – 2,40 wt% (Younes, 2012). Također, gornjokredni karbonati formacije Abu Roash (članovi E, G i pogotovo član F) su dobra matična stijena za naftu, ali formacija je dosegla naftni prozor samo u manjim dijelovima bazena (Bosworth et al., 2015). Član Abu Roash G ima TOC od 0,40 – 1,1 wt% (Younes, 2012). Prosječni geotermalni gradijent u istraživanom području je 2,5 °C/100 m što u odnosu na njihovu dubinu zalijeganja implicira da su jurske matične stijene formacije Khatatba, kao i one donjokredne stijene formacije Alam El Bueib dosegle stupanj zrelosti unutar naftnog prozora. Matične stijene gornjokredne formacije Abu Roash su nezrele ili su dosegle rani naftni prozor. S obzirom na početnu fazu zrelosti, pretpostavljeno je da ne doprinose značajno u količinama ekspulziranih i migriranih ugljikovodika.

Glavne rezervoarske stijene su pješčenjaci koji su široko rasprostranjeni na području Zapadne pustinje, a nalaze se unutar gornjojurske formacije Khatatba (član Upper Saffa), aptske formacije Alamein dolomit, albske formacije Kharita, cenomanske formacije Bahariya i turonske formacije Abu Roash (članovi C, E i G). Karbonatne ležišne stijene su aptski dolomiti formacije Alamein i gornjokredni Abu Roash (članovi D, F) (Tawadros, 2011).

Izolatorske stijene su generalno šejlovi koji se nalaze između karbonatnih i klastičnih kolektora, a lokalno se pojavlju i anhidriti koji također mogu biti adekvatna izolatorska stijena. Karbonati formacije Apollonia i formacije Khoman te šejlovi i karbonati formacije Abu Roash predstavljaju najrasprostranjenije, regionalne izolatorske stijene u sjevernom dijelu Zapadne pustinje. Također slojevi šejlova u paleozojskim formacijama Shifaj, Kohla, Basur, Zeitoun i Dhiffah su potencijalne izolatorske stijene. Zamke na istraživanom području su dominantno strukturne i to su obično rasjednute antiklinale.

3. Metodologija

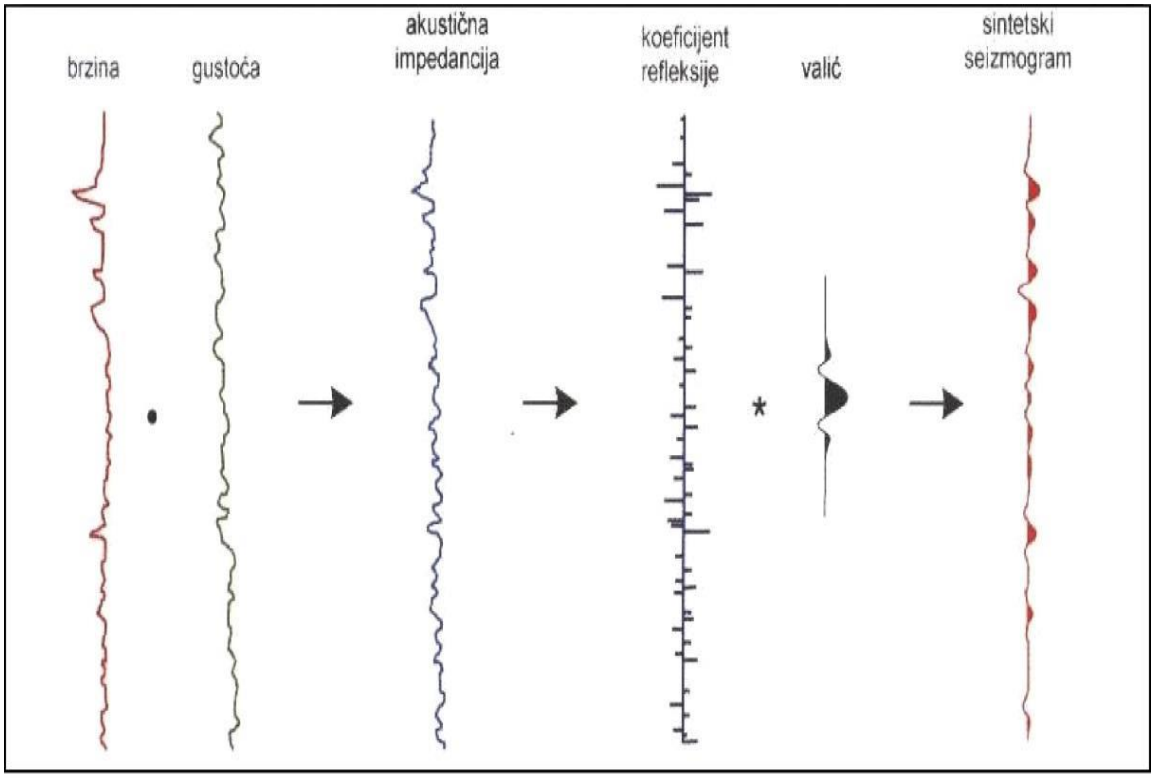
Zadatak ovog rada je interpretirati seizmičke i bušotinske podatke, te konstruirati strukturne karte u svrhu izdvajanja potencijalnih zamki za ugljikovodike. Istraživanje je provedeno pomoću računalnog programa *Petrel E&P software platform 2015*. Softver omogućuje analizu podataka od faze istraživanja do faze izrade geološkog modela ležišta. Program se koristi za analizu i interpretaciju seizmičkih podataka, korelaciju bušotinskih podataka, izradu karata, izradu geoloških trodimenzionalnih modela podzemlja, analize seizmičkih atributa, konverziju podataka iz vremenske u dubinsku domenu, izračun volumena ležišta ugljikovodika itd. Na slici 8 vidljiv je 3D prikaz interpretiranih horizonata: krovina formacije Abu Roash, krovina formacije Alamein dolomite i krovina jurskih naslaga u računalnom program *Petrel E&P software platform 2015*.



Slika 8. 3D prikaz interpretiranih horizonata u *Petrel E&P software platform 2015*.

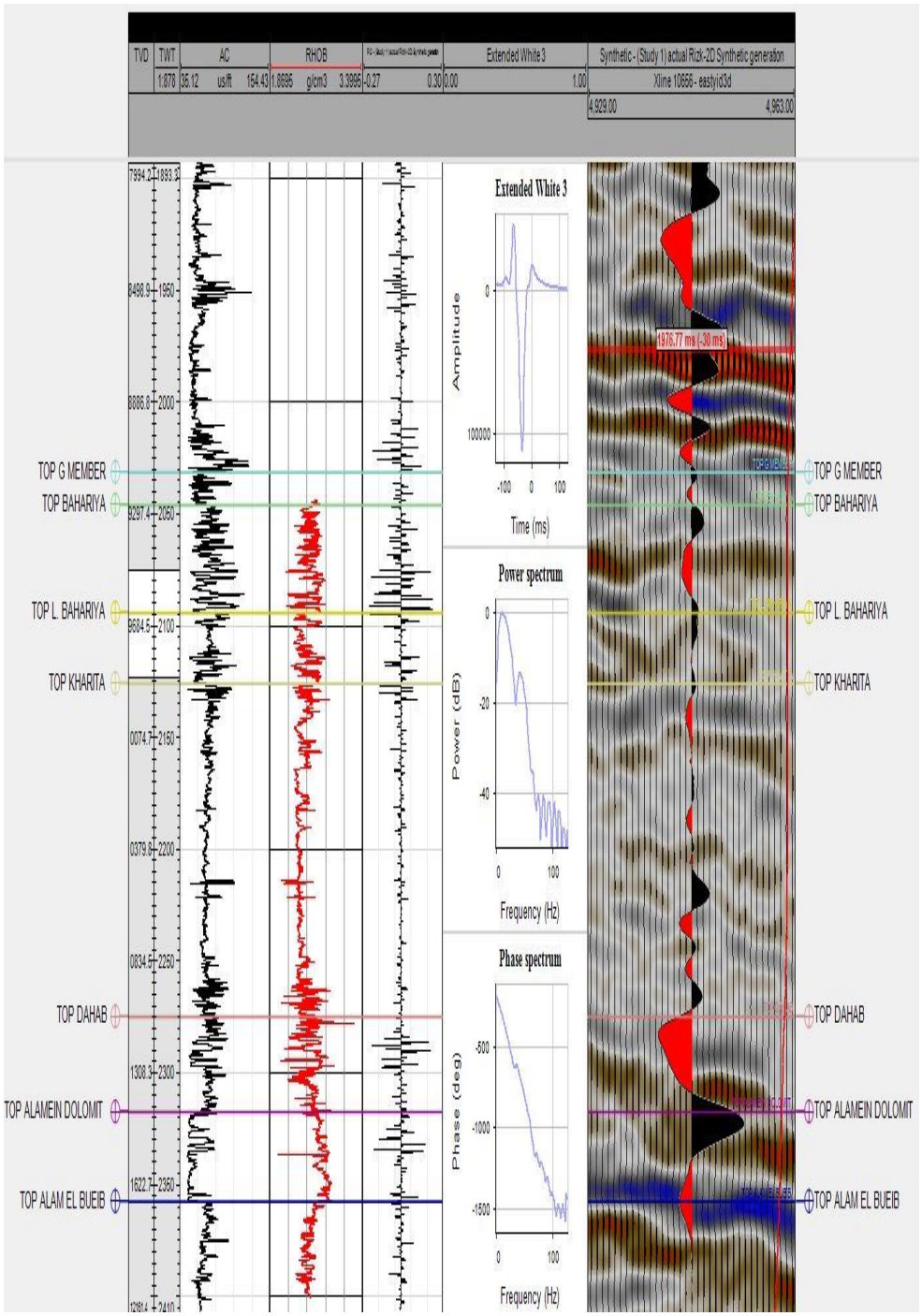
3.1 Sintetski seizmogram

Prema Šumanovcu (2012), sintetski seizmogram je izračunati seizmogram za pretpostavljeni geološki model podzemlja. Dakle, sintetski seizmogram je ustvari seizmičko modeliranje (eng. Forward modelling), koje može biti 1D, 2D i 3D, ali u užem smislu podrazumijeva se jednodimenzionalni model. Pri tome se pretpostavlja da se podzemlje sastoji od slojeva različitog litološkog sastava i fizikalnih svojstava. Svaki sloj je definiran gustoćom i seizmičkom brzinom. Umnožak brzine i gustoće daje seizmičku impedanciju sloja. Razlika u seizmičkim impedancijama susjednih slojeva uzrokuje reflektiranje seizmičkog vala. Koeficijent refleksije (R) na granici dva sloja jednak je omjeru amplituda reflektiranog i upadnog vala. Vrijednosti koeficijenata refleksije mogu biti pozitivne ili negativne, a kreću se između -1 i +1. Koeficijent refleksije na granici dva sloja bit će pozitivan kada se akustična (seizmička) impedancija poveća i obrnuto. Akustične impedancije najčešće se izračunavaju iz podataka karotažnih mjerenja. Brzina širenja valova dobivena je zvučnom karotažom (eng. Sonic Log). Za gustoću se mogu uzeti vrijednosti izmjerene karotažom, također se može primijeniti neka od empirijskih formula koje povezuju gustoću i brzinu, kao što je Gardnerova formula ($\rho=aV^{1/4}$), ako gustoća nije mjerena. Uz poznate koeficijente refleksije i pretpostavljeni ulazni valić moguće je konstruirati sintetski seizmogram. Osnovni podatci za izradu sintetskog seizmograma su krivulja zvučne karotaže i krivulja karotaže gustoće. Iz zvučne karotaže i karotaže gustoće izračunavaju se akustične impedancije na koje se primjenjuje ulazni valić (konvolucija). Valić može biti Ricker-ov, Klauder-ov, Hamming-ov, Butterworth-ov ili ekstrahirani tj. valić izdvojen iz seizmike (Slika 9).

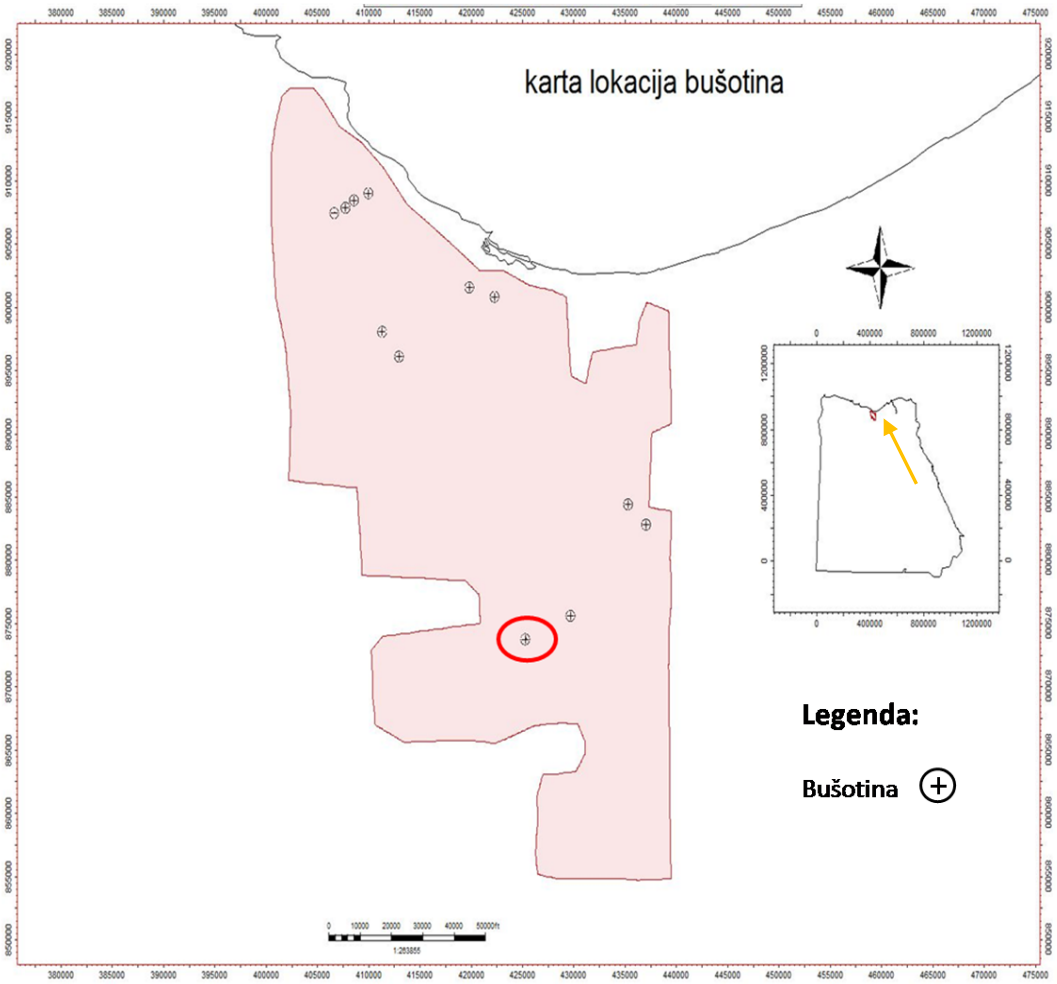


Slika 9. Izračunavanje sintetskog seizmograma (Orešković, 2006)

Sintetski seizmogram najviše služi za povezivanje seizmičkih podataka u vremenskom mjerilu i bušotinskih podataka u dubinskom mjerilu, odnosno kako bi se refleksima na seizmičkom profilu pridružile litološke i stratigrafske granice određene u bušotini, a koje se dalje prate na seizmičkim profilima. Također, bitan je i za odvajanje višestrukih refleksa te određivanje promjena polariteta i pomaka faza što upućuje na litološke promjene (Šumanovac, 2012). Nakon izrade jednodimenzionalnog sintetskog seizmograma, uspoređuju se dobiveni rezultati modeliranja sa snimljenim seizmičkim tragom na lokaciji promatrane bušotine. Izdvajaju se podudarni seizmički refleksi te slijedi postupak praćenja (kartiranja) seizmičkih horizonata na cijelom volumenu 3D seizmičkih podataka. Sintetski seizmogram korišten u ovom radu je izračunat u Bušotini 1 i dobiveno je dobro slaganje s mjerenim seizmičkim podatcima (Slika 10.). Lokacija Bušotine 1 označena je na slici 11. Korišten je ekstrahirani valić i određeno je da je polaritet reversan odnosno, ako se ide iz medija manje u medij veće akustične impedancije, koeficijent refleksije je negativan i otklon amplitude je u lijevo.



Slika 10. Izrada sintetskog seizmograma u Bušotini 1.



Slika 11. Karta lokacija bušotina s označenom (crveni krug) Bušotinom 1.

3.2 Seizmička interpretacija

Prije same interpretacije, u program su uneseni bušotinski podatci iz 12 dostupnih bušotina čije su lokacije prikazane na slici 11. Postupak interpretacije sastoji se od ručnog ili automatskog interpretiranja horizonata i rasjeda. Interpretirani horizonti definirani su na temelju karotažnih podataka iz bušotina te je kartirano šest horizonata: krovina formacije Apollonia, krovina formacije Abo Roash, krovina formacije Bahariya, krovina formacije Alamein dolomit, krovina formacije Alam El Bueib te krovina jurskih naslaga. Osnova za kvalitetno interpretiranje horizonata je poznavanje načela sekvencijske stratigrafije i poznavanje geoloških procesa koji su se odvijali na promatranom području. Interpretacija horizonata provedena je na svakom desetom poprečnom i uzdužnom profilu. Nakon interpretacije horizonata i rasjeda po profilima pristupa se stvaranju poligona kako bi se

okonturilo istraživano područje te konstrukciji mreže unutar istog za dobivanje površine po interpretiranom horizontu. Zatim je konstruirano šest strukturnih karta po navedenim seizmičkim horizontima. Na strukturnim kartama prikazani su strukturni odnosi po odabranoj plohi.

3.3 Seizmički atributi

Analiza seizmičkih atributa su jedan je od temeljnih alata pri istraživanju i razradi ležišta ugljikovodika. Pridonosi preciznijoj karakterizaciji ležišta i kvantificiranju rezervoarskih svojstava. Primjena seizmičkih atributa je raznovrsna pa se osim za istraživanje i razradu ležišta ugljikovodika koriste i za precizniju strukturno-tektonsku interpretaciju, definiranje regionalnih odnosa i odnosa taložnih jedinica (Šumanovac, 2012). Atributi seizmičkih tragova podijeljeni su prema Schlumberger (2007) na:

1. Atributi kompleksnog seizmičkog traga (npr. trenutna amplituda, trenutna faza, kosinus trenutne faze)
2. Strukturni atributi (npr. varijanca, atribut praćenja tragova, lokalni strukturni azimut, strukturno zaglađivanje)
3. Stratigrafski atributi (npr. kaos, relativna akustična impedancija)
4. Atributi seizmičkih horizonata (npr. oblik signala, amplitudni atributi)

Varijanca je seizmički atribut koji izdvaja, naglašava rubne karakteristike iz ulaznih seizmičkih podataka, to jest diskontinuitete amplitude. Stoga je varijanca vrlo koristan atribut u interpretaciji rasjeda i drugih diskontinuiteta (Šumanovac, 2012). Uz pomoć ovog atributa moguće je na primjer precizno kartirati korita paleotokova, prepoznati mjesta migracije, što ima veliku važnost u naftno-geološkim istraživanjima.

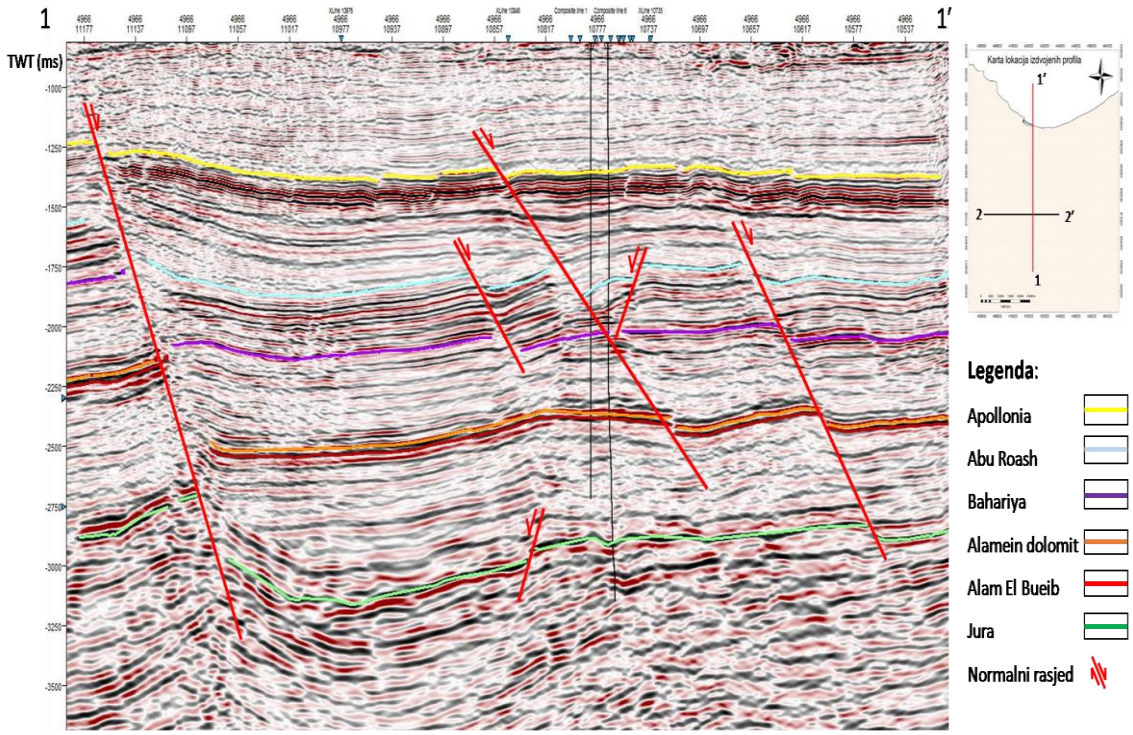
Atribut kaos ukazuje na područja kaotičnog signala i ima jednaki rezultat za jake i za slabe amplitude (Schlumberger, 2007). Područja kaotičnog signala povezuju se s lokalnim geološkim značajkama kao što su rasjedi, diskontinuiteti, grebenske strukture, ispune kanala itd.

Atribut praćenja tragova (eng. *Ant-tracking*) je patentirana tehnologija tvrtke Schlumberger koja pospješuje praćenje rasjeda i pukotina unutar seizmičkog volumena. Prije primjene atributa praćenja tragova podatci se moraju pripremiti na način da se izdvajaju atributi kao što su npr. varijanca ili kaos, koji će istaknuti diskontinuitete. U ovom radu atribut praćenja tragova korišten je uz prethodno određen atribut varijanca.

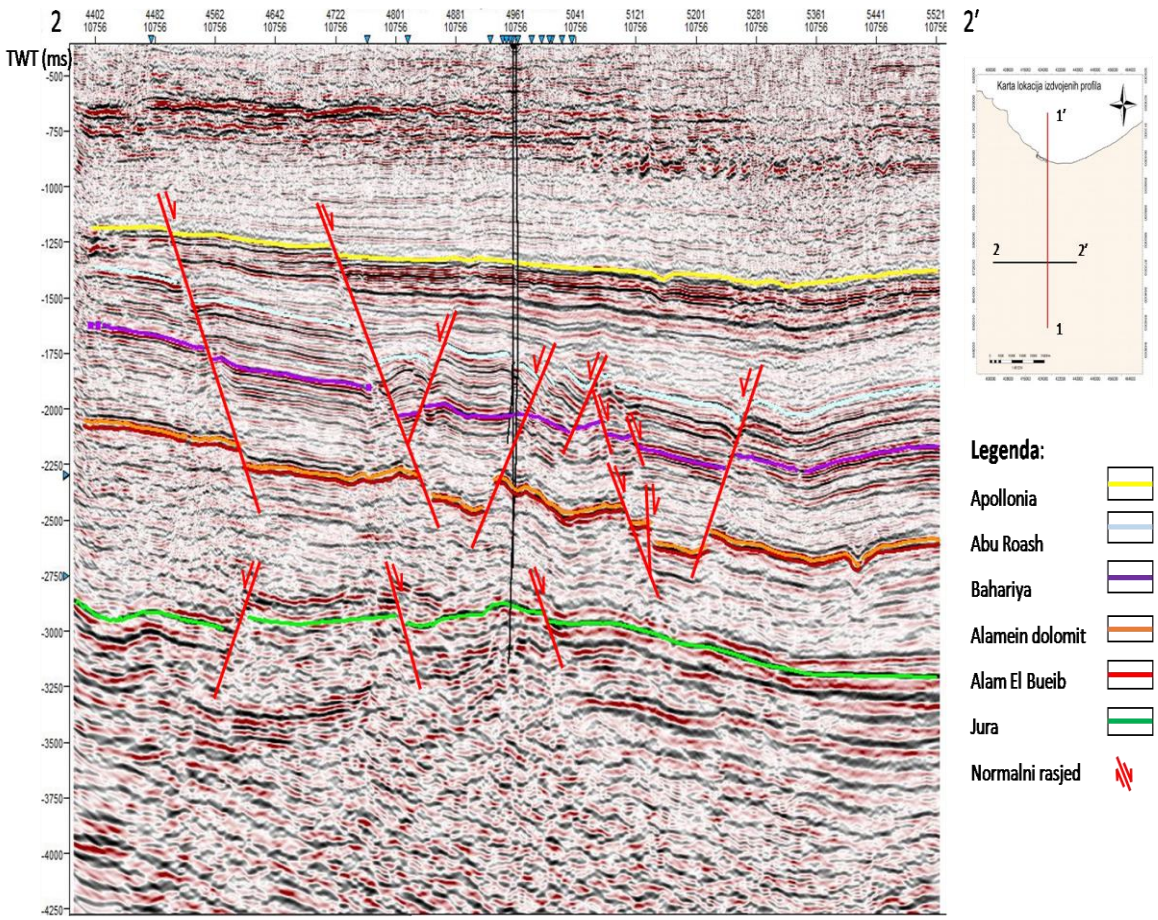
4. Rezultati

4.1 Interpretacija horizonata

Interpretirano je šest horizonata: krovina formacije Apollonia, krovina formacije Abu Roash, krovina formacije Bahariya, krovina formacije Alamein dolomit, krovina formacije Alam El Bueib i krovina jurskih naslaga (Slika 12; Slika 13). Ti horizonti su odabrani jer su to generalno najvažnije formacije na promatranom području u naftnogeološkom smislu. Općenito, kredne formacije (Bahariya, Alamein dolomit, Alam El Bueib) su rasjednute rasjedima dominantne orijentacije SZ-JI i relativno ih je jednostavno interpretirati jer daju vrlo dobar i kontinuiran seizmički odziv zbog razlike u akustičnim impedancijama u odnosu na naslage iznad i ispod. Na istaknutim seizmičkim profilima (Slika 12; Slika 13), vidljivo je da su naslage tektonski poremećene normalnim rasjedima koji su nastali ekstenzijskom tektonikom tijekom jure i krede. Također, na izdvojenom profilu vidljive su dvije bušotine od kojih je jedna nabušila jurske naslage, dok je druga stala u formaciji Alam El Bueib.



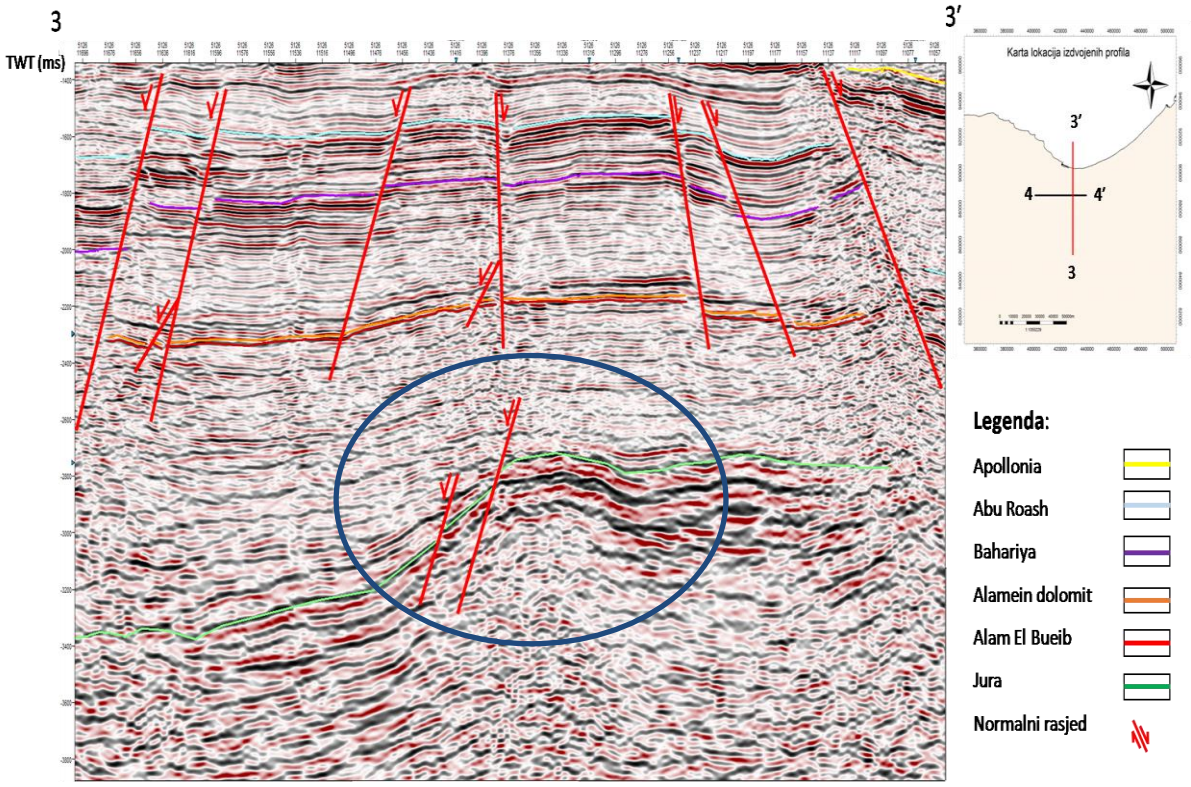
Slika 12. Interpretacija horizonata na seizmičkom profilu Inline 4966.



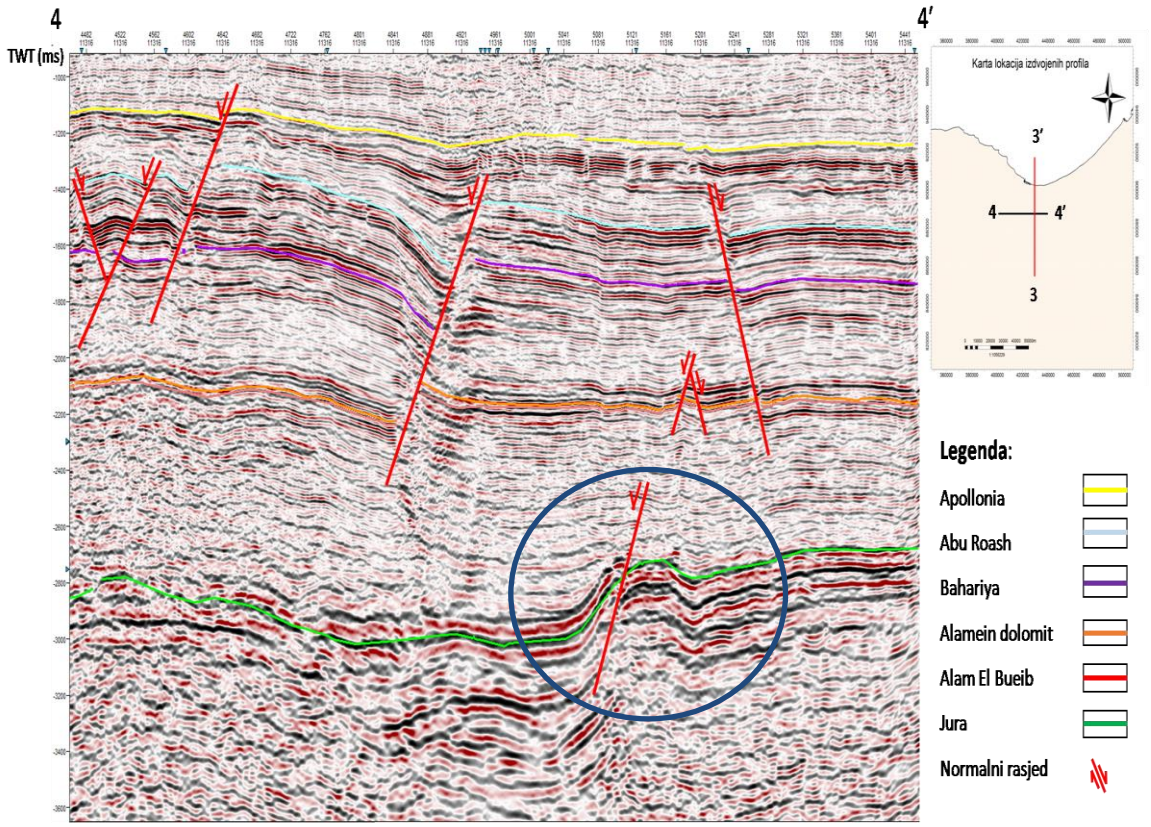
Slika 13. Interpretacija horizonata i rasjeda na seizmičkom profilu Xline 10756.

Na izdvojenim seizmičkim profilima Inline 5126 (Slika 14), Xline 11316 (Slika 15) i na dijagonalnom profilu orijentacije SZ-JI (Slika 16) također su interpretirani navedeni horizonti i vidljiva je neprobušena struktura u naslagama jurske starosti u kojoj je moguće potencijalno nakupljanje ugljikovodika. Zamke na istraživanom području su dominantno rasjednute antiklinale, a takva antiklinalna struktura vidljiva je i na izdvojenim profilima na dubini oko 2800 ms. Antiklinala je rasjednuta normalnim rasjedom. Potencijalne kolektorske stijene su pješčenjaci člana Upper Safa koji je sastavni dio gornjojurske formacije Khatatba. Takvi pješčenjaci nalaze se neposredno ispod interpretiranog horizonta po krovini jurskih naslaga. Formacija Khatatba sastoji se i od intervala šejlova koji mogu biti izolatorska stijena. Rasjed također može zatvarati ležište ukoliko sam rasjed i rasjedna zona brtve, odnosno ne propuštaju ugljikovodike da migriraju u druga područja. Problemi kod ležišta jurske starosti su dubina na kojoj se oni nalaze. Izrada bušotine je tehnički zahtjevna jer da bi se došlo do jurskih ležišta treba se probušiti više od 5000 m naslaga. Također, na takvim dubinama kompacija je vrlo velika pa može smanjiti propusnost i poroznost pješčenjaka ili drugih vrsta kolektorskih stijena, što može dodatno umanjiti

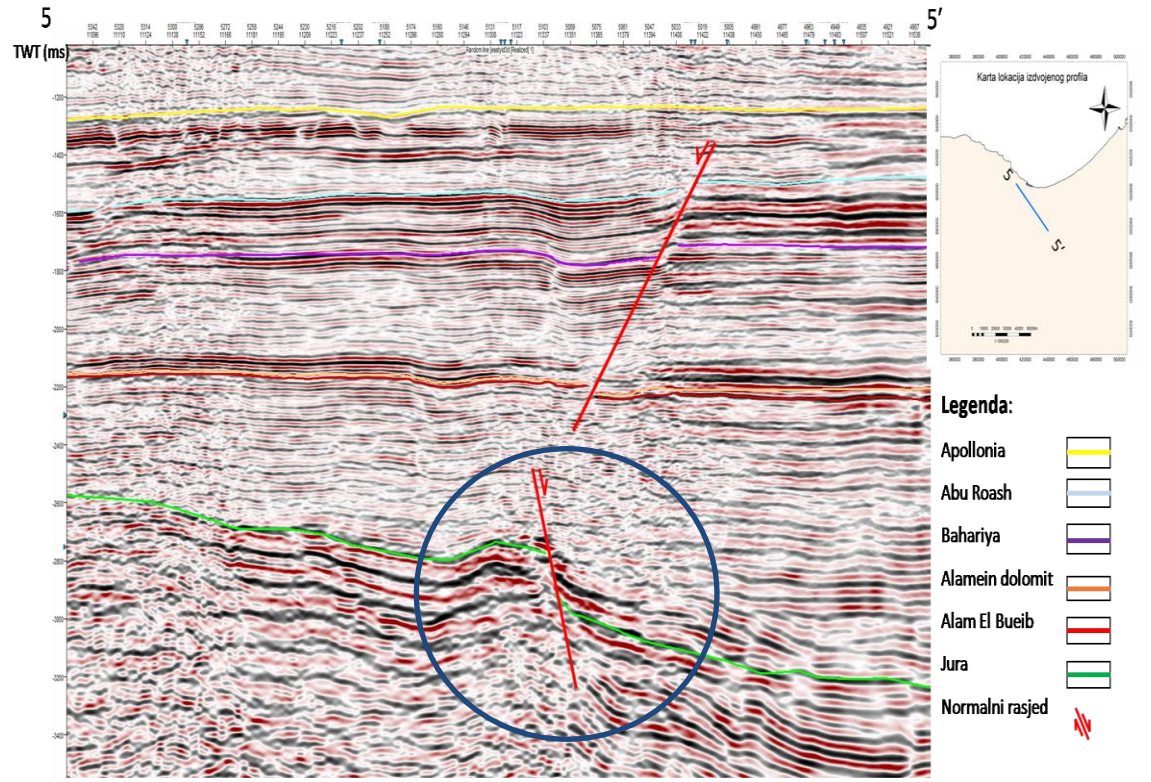
mogući iscrpak ležišta. Međutim, ležišta jurske starosti nisu dovoljno istražena te predstavljaju potencijal za buduća istraživanja.



Slika 14. Interpretacija horizonata i rasjeda na seizmičkom profilu Inline 5126 sa zaokruženom promatranom strukturom.



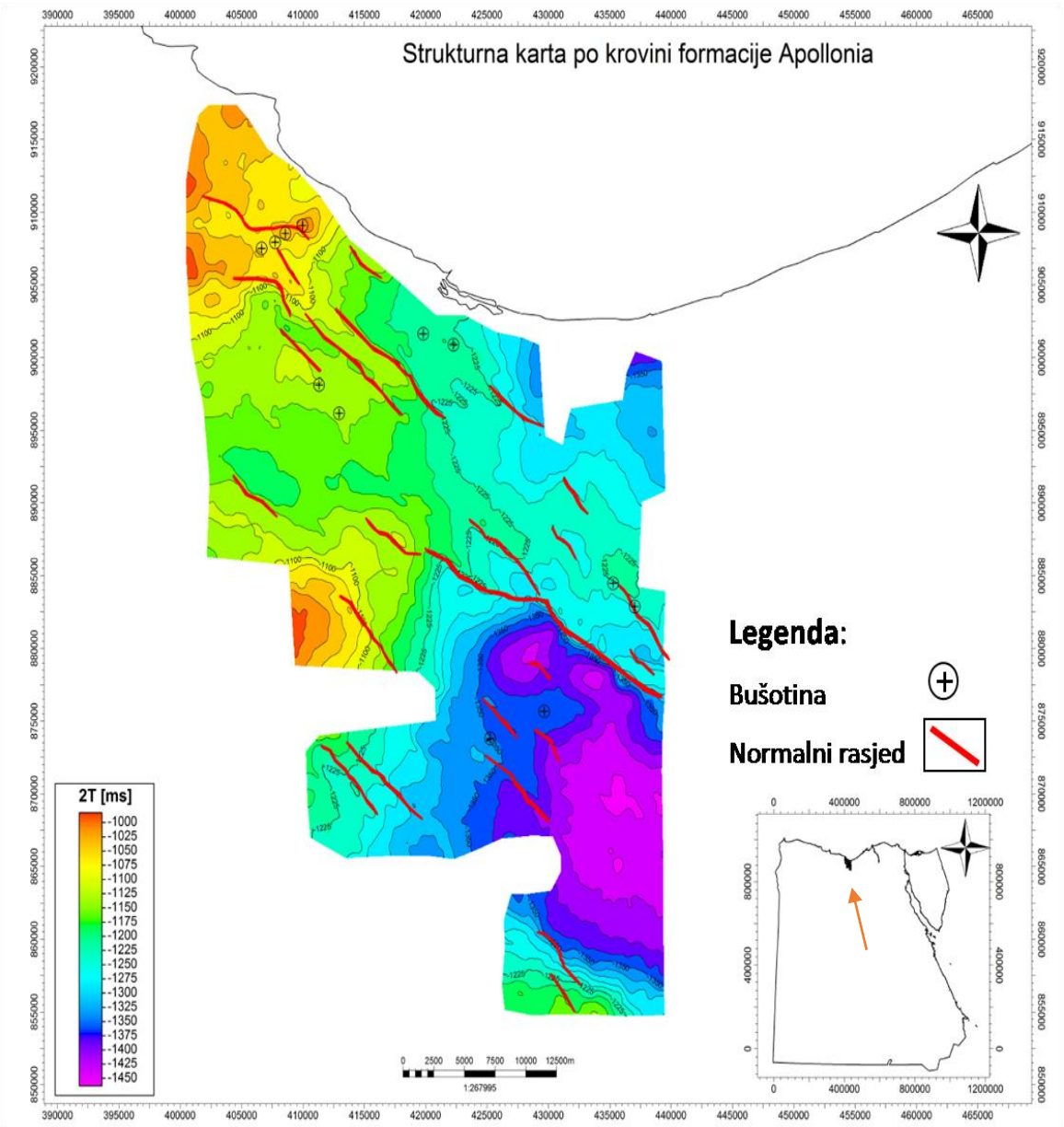
Slika 15. Interpretacija horizonta i rasjeda na seizmičkom profilu Xline 11316 sa zaokruženom promatranom strukturom.



Slika 16. Interpretacija horizonata i rasjeda na dijagonalnom seizmičkom profilu sa zaokruženom promatranom strukturom.

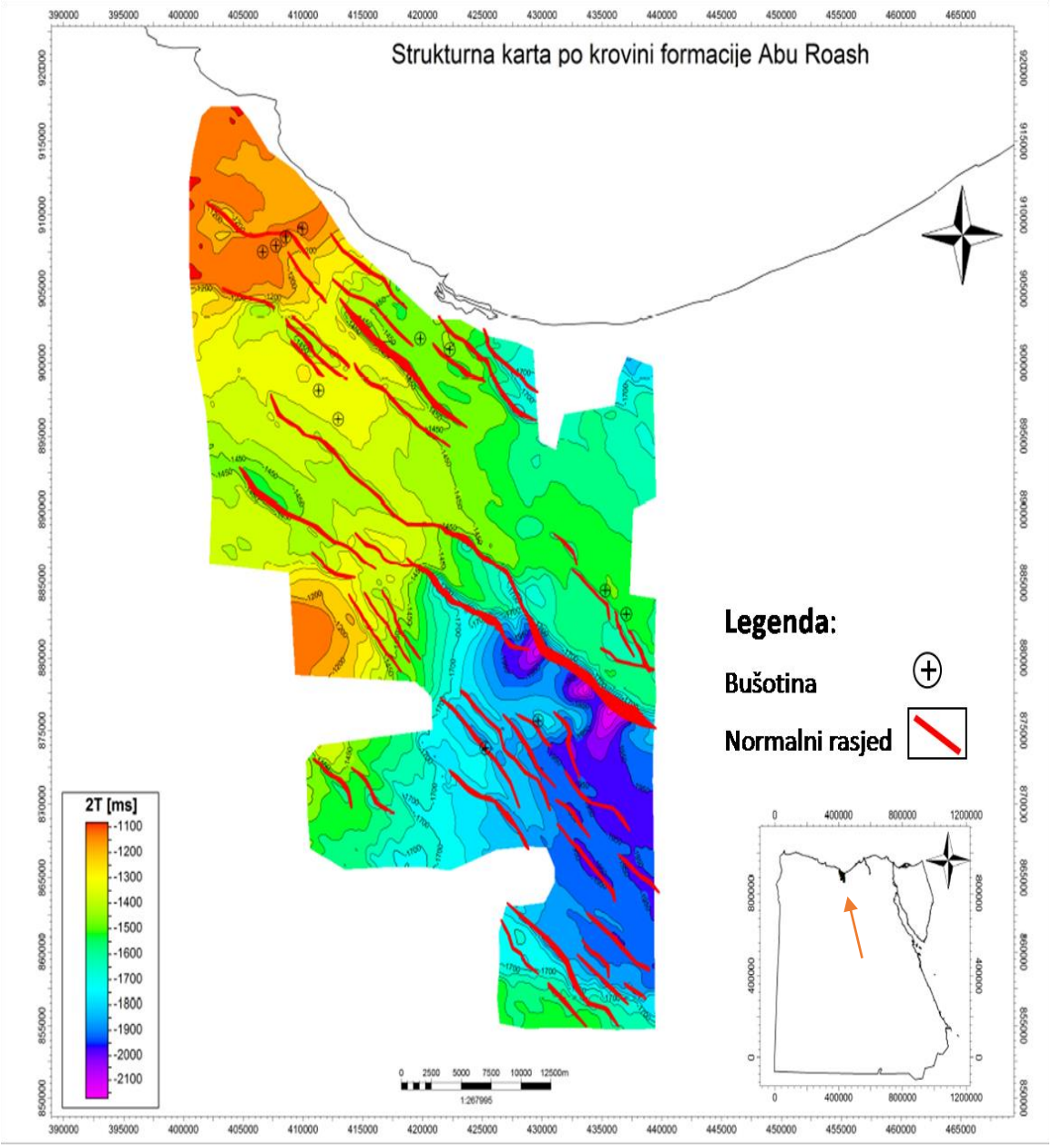
4.2 Strukturne karte

Strukturna karta po krovini formacije Apollonia izrađena je u vremenskom mjerilu (ms) i ima raspon dubina od -1000 ms do -1450 ms (Slika 17). Na sjeverozapadnom dijelu karte nalaze se uvjetno strukturno najplići dijelovi s najmanjim vrijednostima izolinija, a strukturno najdublje područje nalazi se jugoistočno. Cijelo područje je rasjednuto dominantno normalnim rasjedima pružanja SZ-JI. Na jugoistočnom dijelu karte, južno od glavnog rasjeda vidljive su dvije manje i jedna velika sinklinala, dok se antiklinale pojavljuju na krajnjem sjeverozapadu i zapadu karte.



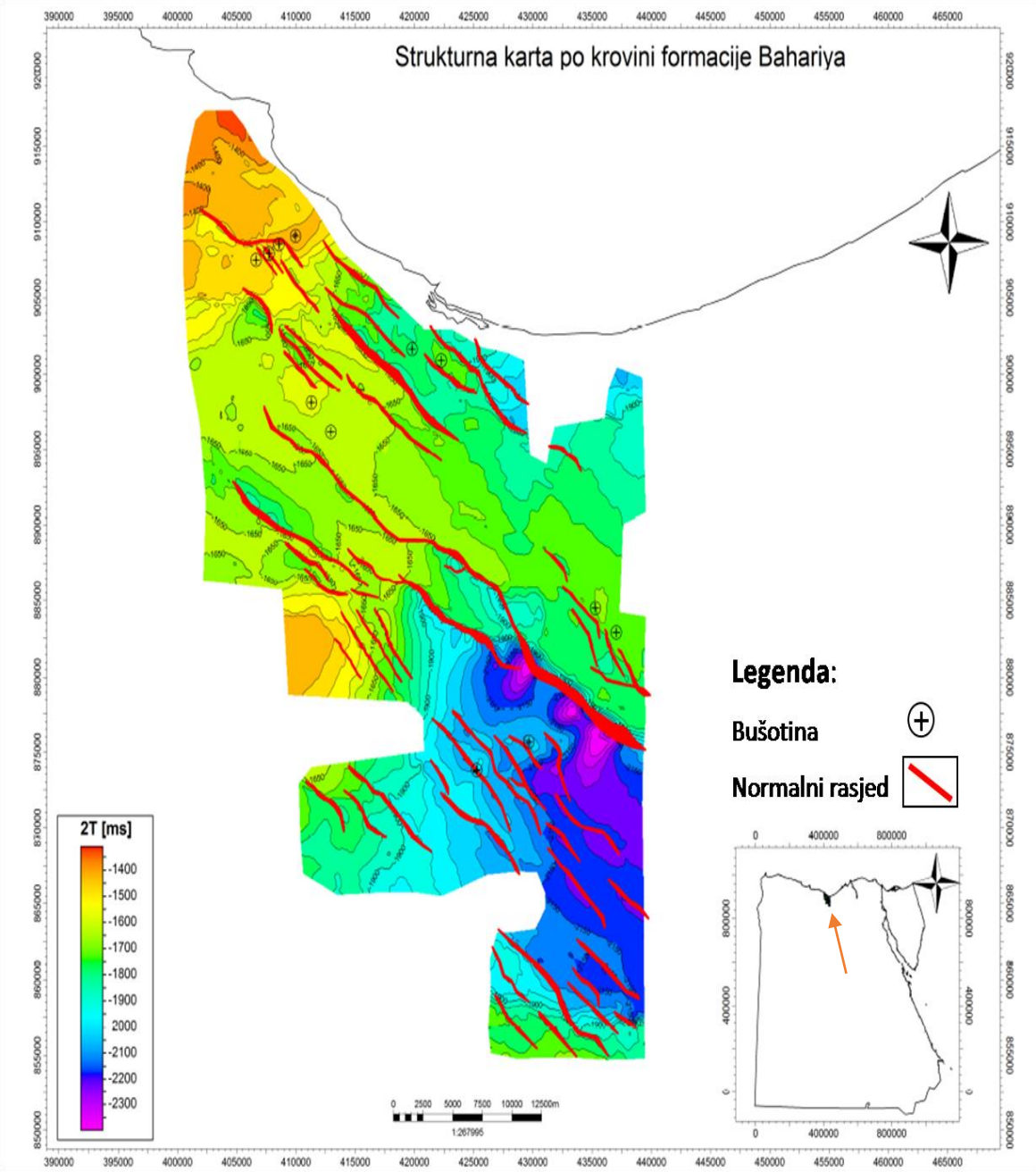
Slika 17. Strukturna karta po krovini formacije Apollonia u vremenskom mjerilu.

Strukturna karta po krovini formacije Abu Roash izrađena je u vremenskom mjerilu (ms) i ima raspon dubina od -1100 ms do -2100 ms (Slika 18). Na sjeverozapadnom dijelu karte nalazi se uvjetno strukturno najpliće područje s najmanjim vrijednostima izolinija, a strukturno najdublje područje nalazi se jugoistočno. Cijelo područje je rasjednuto dominantno normalnim rasjedima pružanja SZ-JI. Na jugoistočnom dijelu karte, južno od glavnog rasjeda vidljive su tri sinklinale, dok se antiklinale pojavljuju na krajnjem sjeverozapadu karte, te u zapadnom dijelu karte.



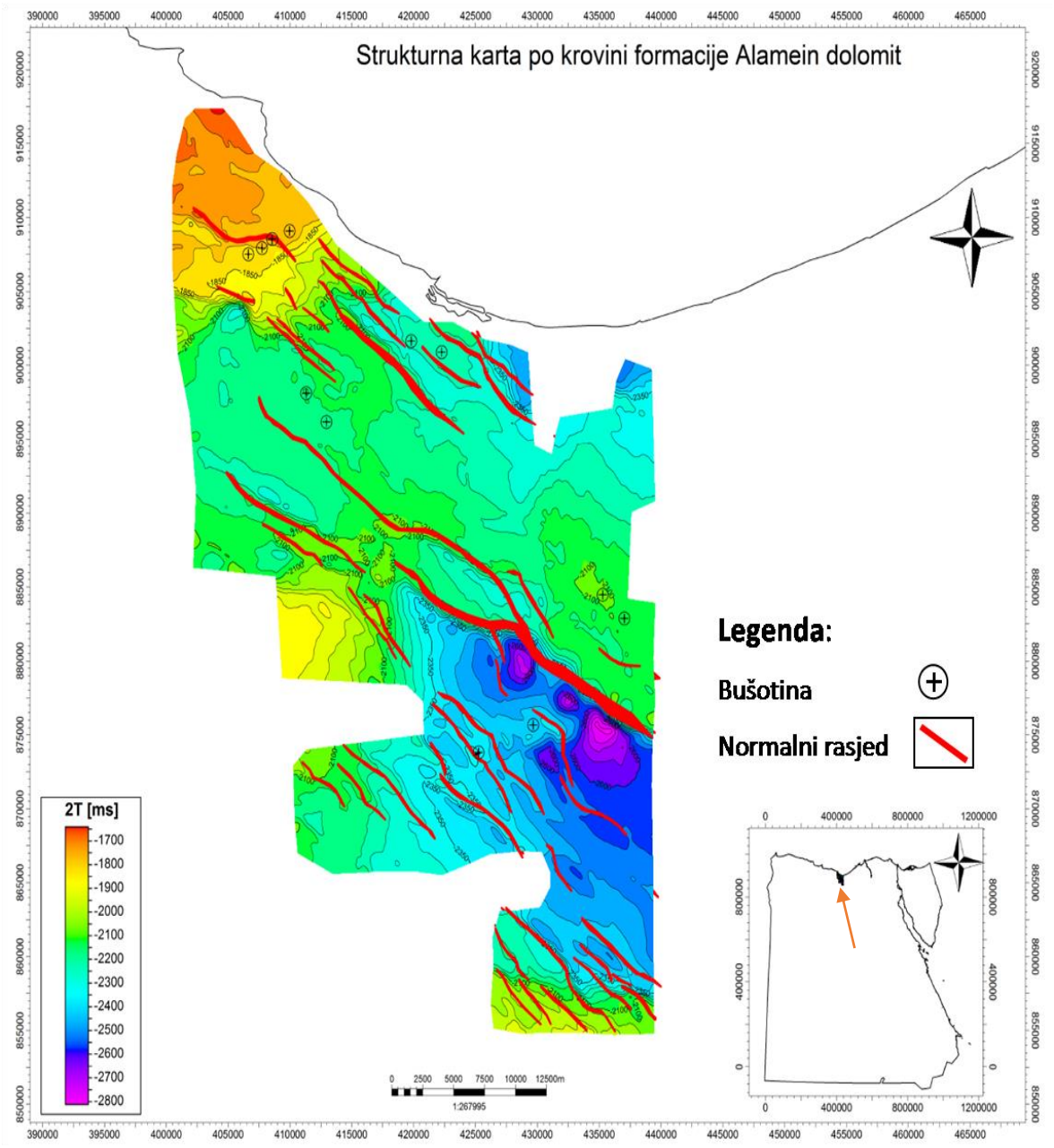
Slika 18. Strukturna karta po krovini formacije Abu Roash u vremenskom mjerilu.

Strukturna karta po krovini formacije Bahariya izrađena je u vremenskom mjerilu (ms) i ima raspon dubina od -1350 ms do -2350 ms (Slika 19). Na sjeverozapadnom dijelu karte nalaze se uvjetno strukturno najplići dijelovi s najmanjim vrijednostima izolinija, a strukturno najdublje područje nalazi se jugoistočno. Cijelo područje je rasjednuto dominantno normalnim rasjedima pružanja SZ-JI. Na jugoistočnom dijelu karte, južno od glavnog rasjeda vidljive su tri sinklinale, dok se antiklinale pojavljuju na krajnjem sjeverozapadu karte, te na zapadu karte.



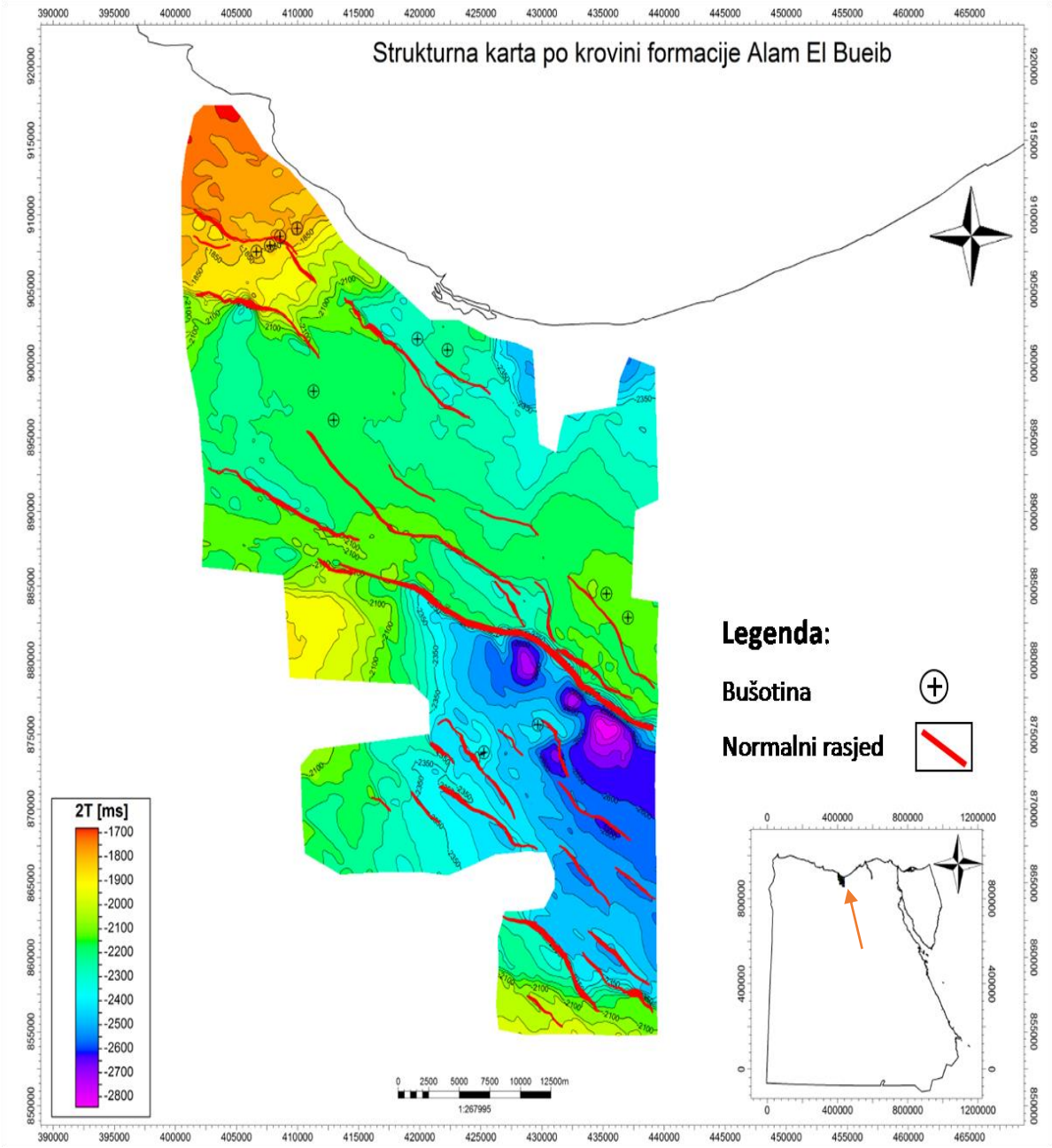
Slika 19. Strukturna karta po krovini formacije Bahariya u vremenskom mjerilu.

Strukturna karta po krovini formacije Alamein dolomit izrađena je u vremenskom mjerilu (ms) i ima raspon dubina od -1650 ms do -2800 ms (Slika 20). Na sjeverozapadnom dijelu karte nalazi se uvjetno strukturno najpliće područje s najmanjim vrijednostima izolinija, a najdublje područje s najvećim vrijednostima nalazi se jugoistočno. Cijelo područje je rasjednuto dominantno normalnim rasjedima pružanja SZ-JI. Na jugoistočnom dijelu karte, južno od glavnog rasjeda vidljive su tri sinklinale, dok se antiklinale pojavljuju na krajnjem sjeverozapadu i zapadu karte.



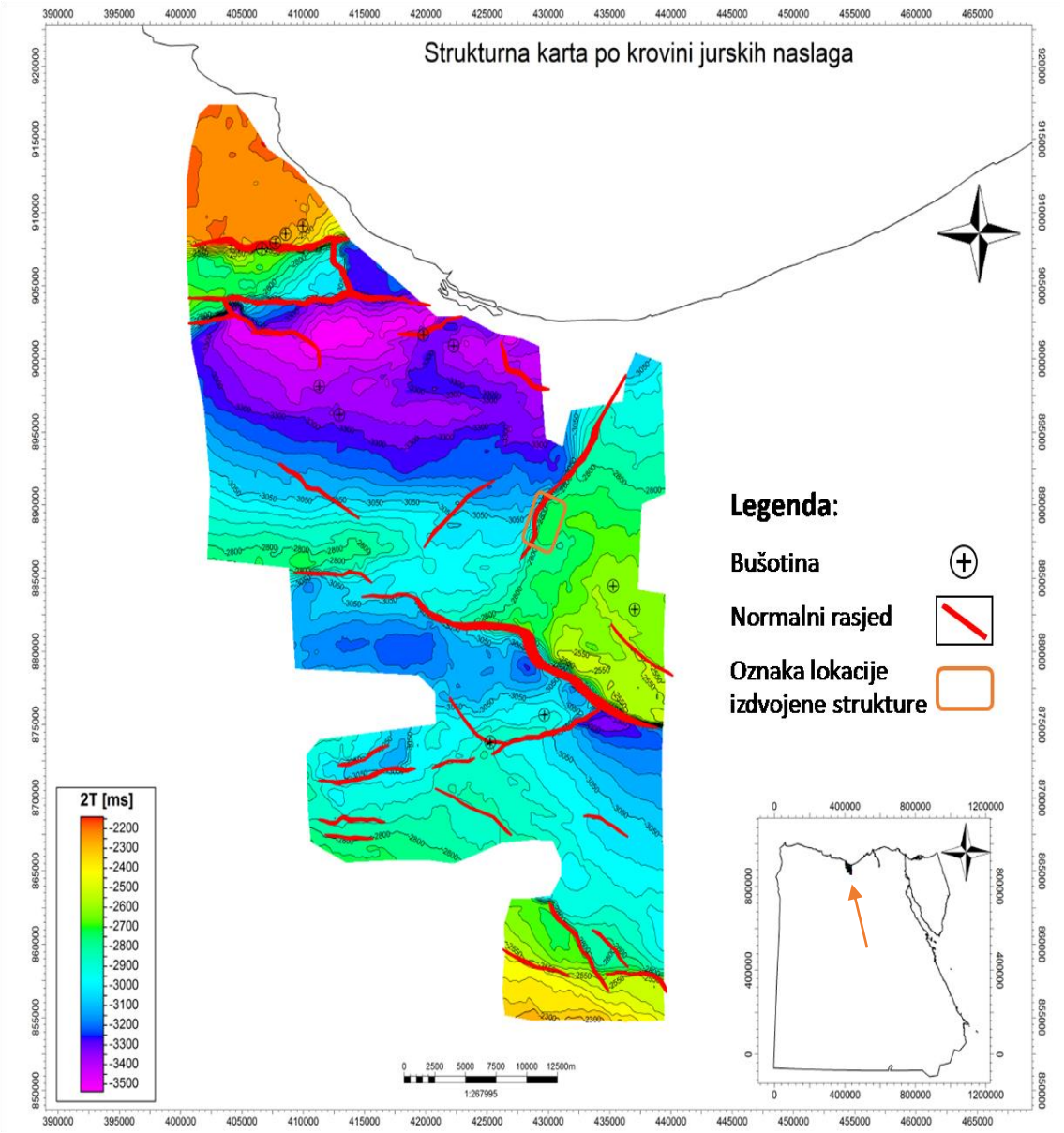
Slika 20. Strukturna karta po krovini formacije Alamein dolomite u vremenskom mjerilu.

Strukturna karta po krovini formacije Alam El Bueib izrađena je u vremenskom mjerilu (ms) i ima raspon dubina od -1700 ms do -2800 ms (Slika 21). Na sjeverozapadnom dijelu karte nalaze se uvjetno strukturno najplići dijelovi s najmanjim vrijednostima izolinija, a strukturno najdublje područje nalazi se jugoistočno. Cijelo područje je rasjednuto dominantno normalnim rasjedima pružanja SZ-JI. Na jugoistočnom dijelu karte, južno od glavnog rasjeda vidljive su tri sinklinale, dok se antiklinale pojavljuju na krajnjem sjeverozapadu karte.



Slika 21. Strukturna karta po krovini formacije Alam El Bueib u vremenskom mjerilu.

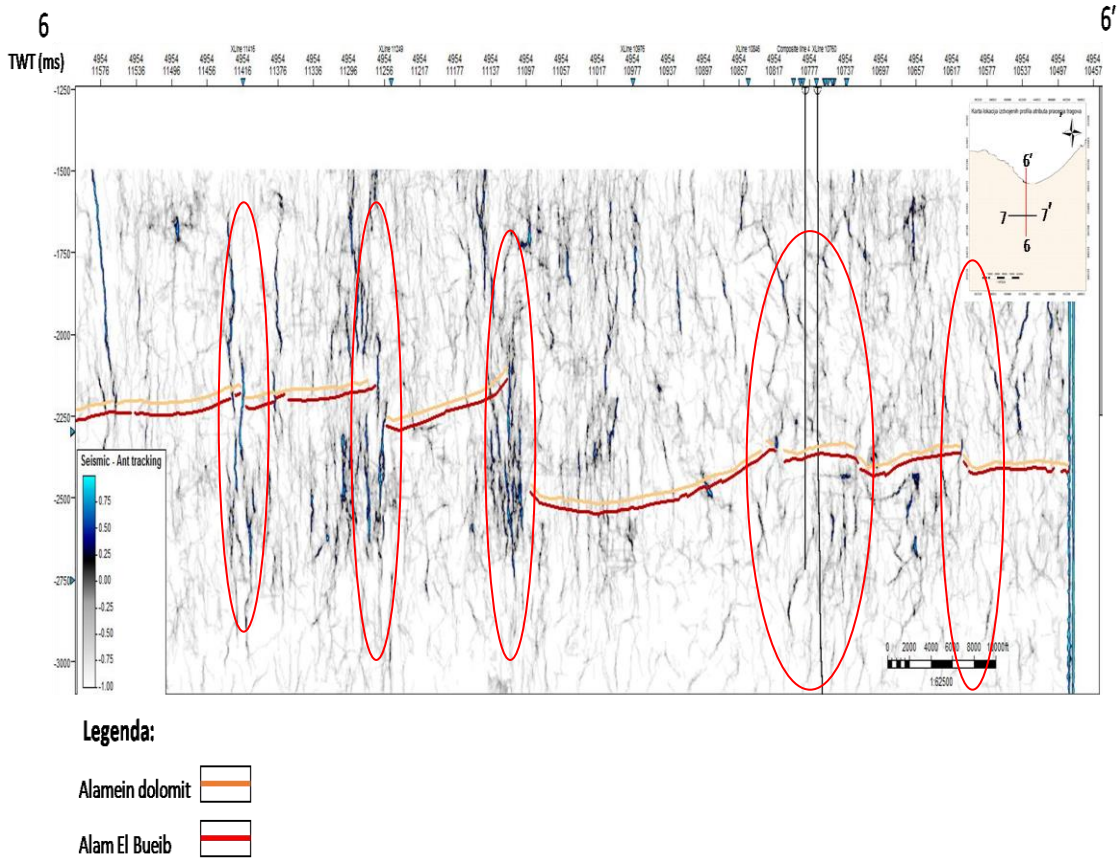
Strukturna karta po krovini jurskih naslaga izrađena je u vremenskom mjerilu (ms) i ima raspon dubina od -2150 ms do -3500 ms (Slika 22). Na sjeverozapadnom dijelu karte nalaze se uvjetno strukturno najpliće područje, a najdublje područje s najvećim vrijednostima nalazi se na sjeveru karte i označeno je ljubičastom bojom na karti. Cijelo područje je rasjednuto dominantno normalnim rasjedima pružanja I-Z i SZ-JI. Na jugoistočnom dijelu karte, južno od glavnog rasjeda vidljive su tri sinklinale, a najveća sinklinala nalazi se na sjevernom dijelu karte s vrijednostima -3500 ms, dok se antiklinale pojavljuju na krajnjem sjeverozapadu karte. Strukturna karta po krovini jurskih naslaga razlikuje se od karata po krovinama krednih formacija, koje su vrlo slične, što upućuje na drugačije geotektonske procese koji su se odvijali tijekom jure u odnosu na kredu. Možemo uočiti da su u juri aktivni rasjedi pružanja I-Z koje ne nalazimo u krednim i mlađim naslagama. Također, vidljivo je da najveću sinklinalu na strukturnoj karti po krovini jurskih naslaga, ne nalazimo na tom mjestu na ostalim strukturnim kartama. To upućuje na promjenu depocentra taloženja sa sjevera prema jugoistoku, gdje se na ostalim kartama nalaze najdublja područja. Na strukturnoj karti je naznačena i lokacija na profilima izdvojene antiklinale, odnosno potencijalne zamke za ugljikovodike („prospect“).



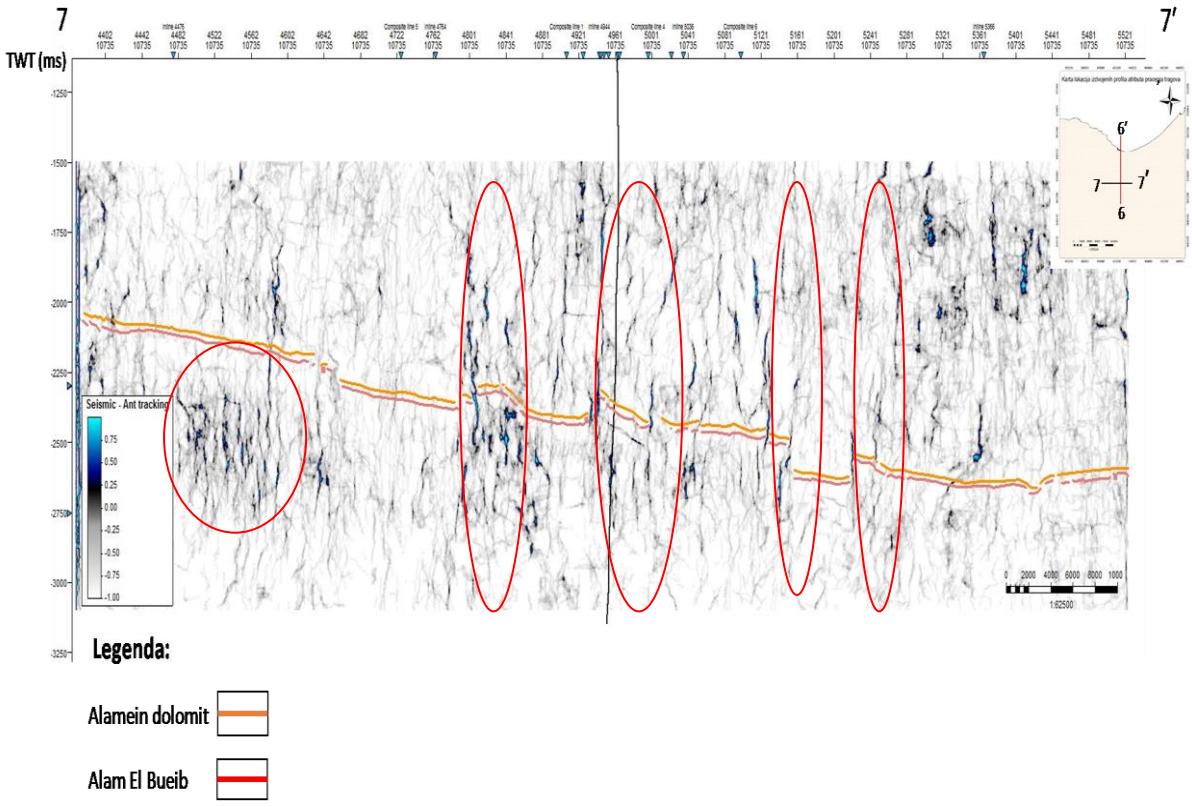
Slika 22. Strukturna karta po krovini jurskih naslaga u vremenskom mjerilu.

4.3 Analiza seizmičkih atributa

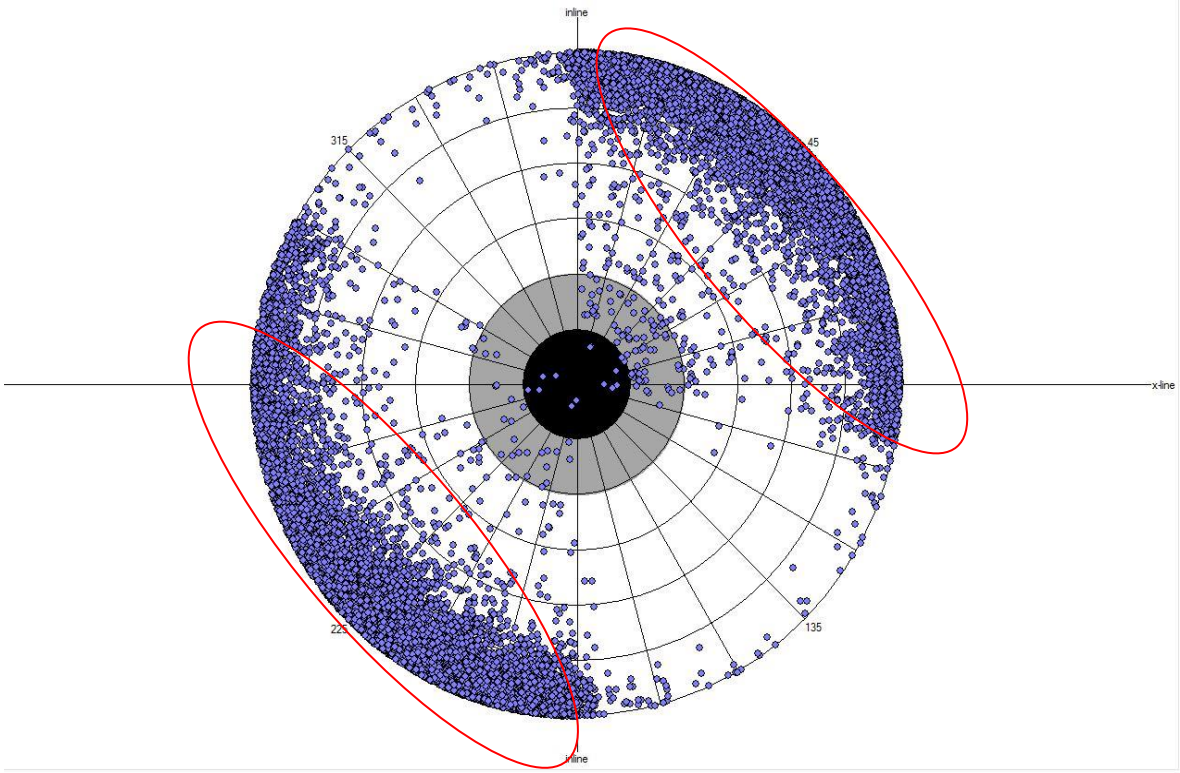
Analiza seizmičkih atributa napravljena je prvenstveno za formaciju Alamein dolomit te dio volumena naslaga iznad i ispod formacije, kako bi se vidjeli rasjedni i pukotinski sustavi u karbonatnom kolektoru. Atribut praćenja tragova (eng. *Ant-tracking*) pokazuje jasan položaj pukotinskih sustava, a također indicira i rasjede i rasjedne zone. Na slici 23 i na slici 24 vidljivo je da su bušotine zahvatile pukotinsku zonu što je izuzetno važno pogotovo za potencijalni karbonatni kolektor kao što je formacija Alamein dolomit. Na slici 25 može se uočiti da su pukotinski i rasjedni sustavi dominantno orijentacije SZ-JI te da su dominantno subvertikalni.



Slika 23. Atribut praćenja tragova (eng. *Ant-tracking*) na seizmičkom profilu Inline 4954.

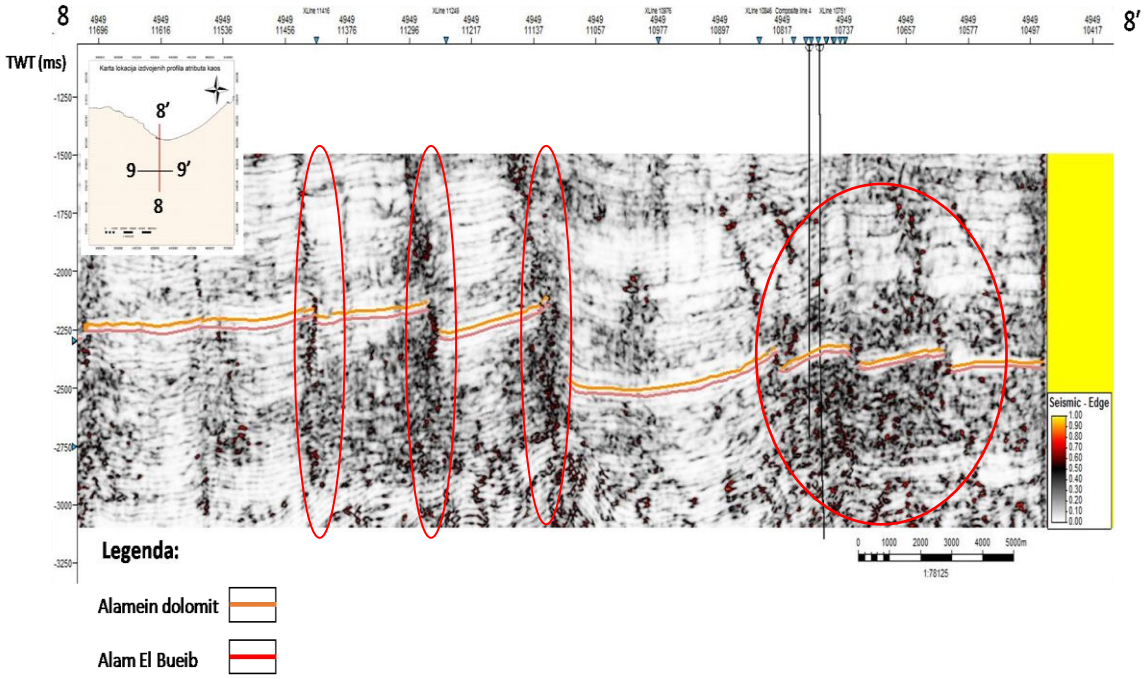


Slika 24. Atribut praćenja tragova (eng. *Ant-tracking*) na seizmičkom profilu Xline 10735.

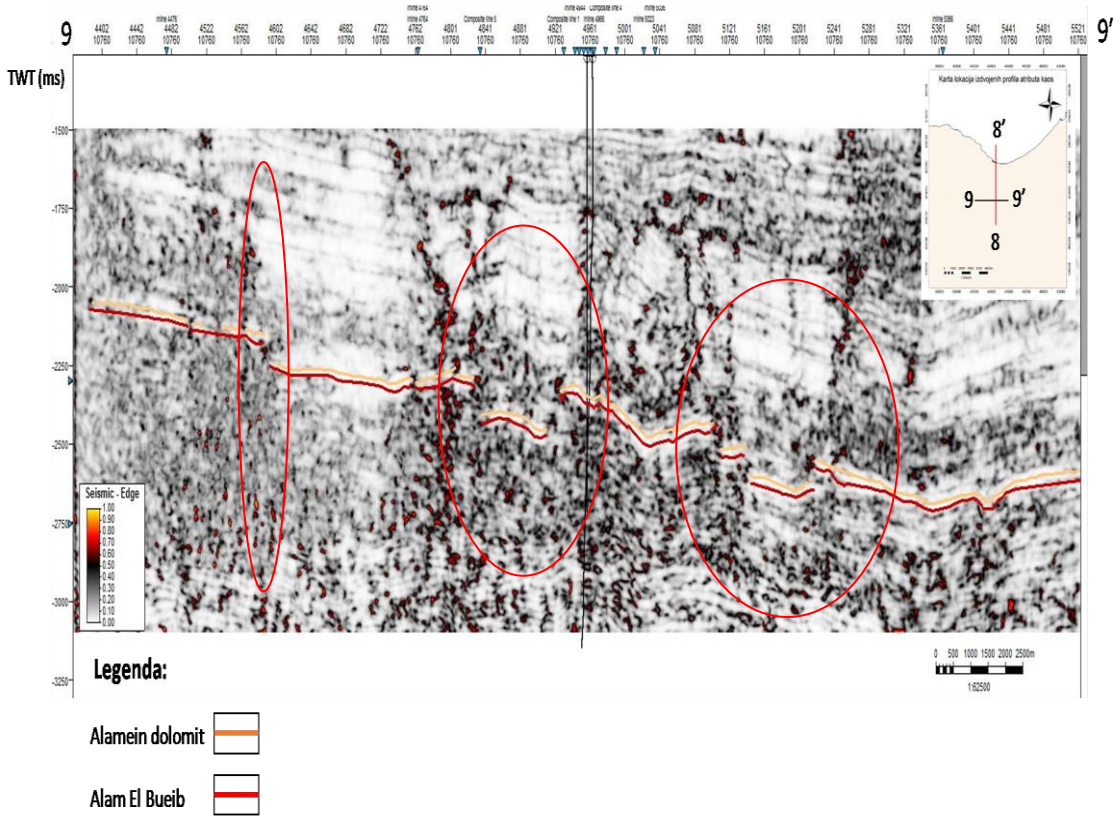


Slika 25. Stereonetska projekcija pukotinskih i rasjednih sustava.

Atribut kaos jasno ocrtava područja rasjeda što je vidljivo na slici 26 i slici 27. Više vrijednosti atributa kaos ukazuju na rasjedne zone.

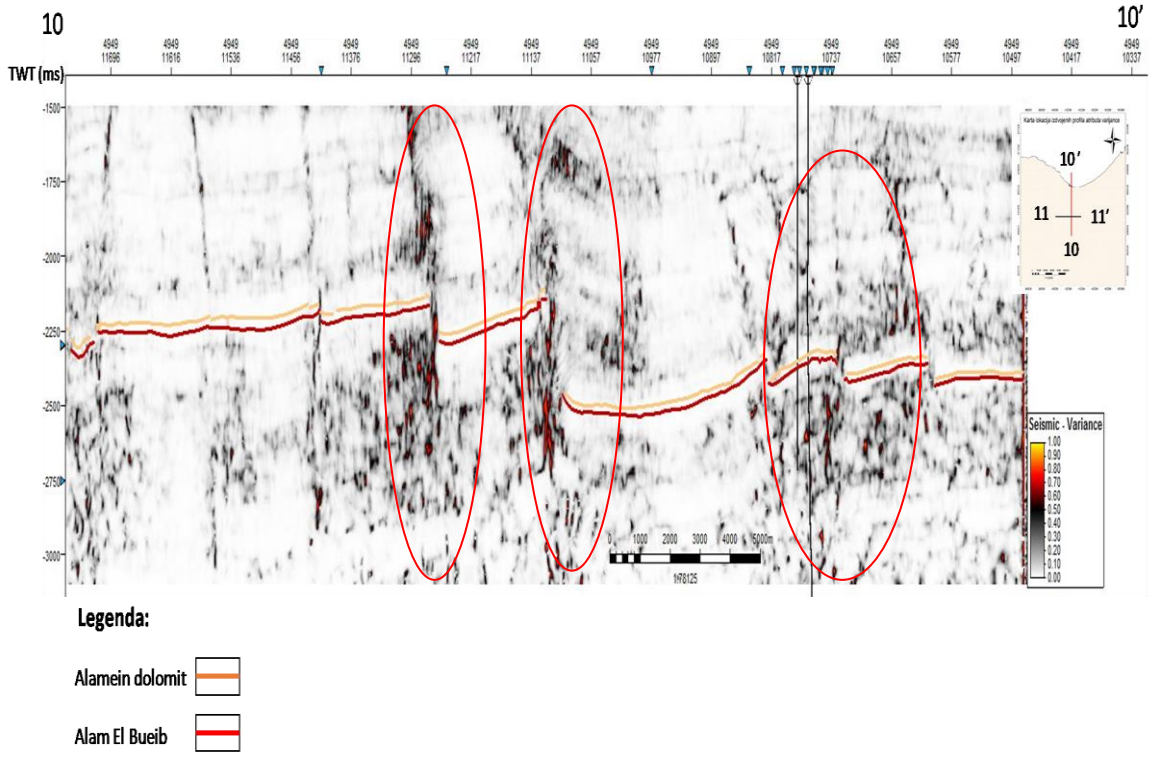


Slika 26. Atribut kaos (*eng. Chaos*) na seizmičkom profilu Inline 4949.

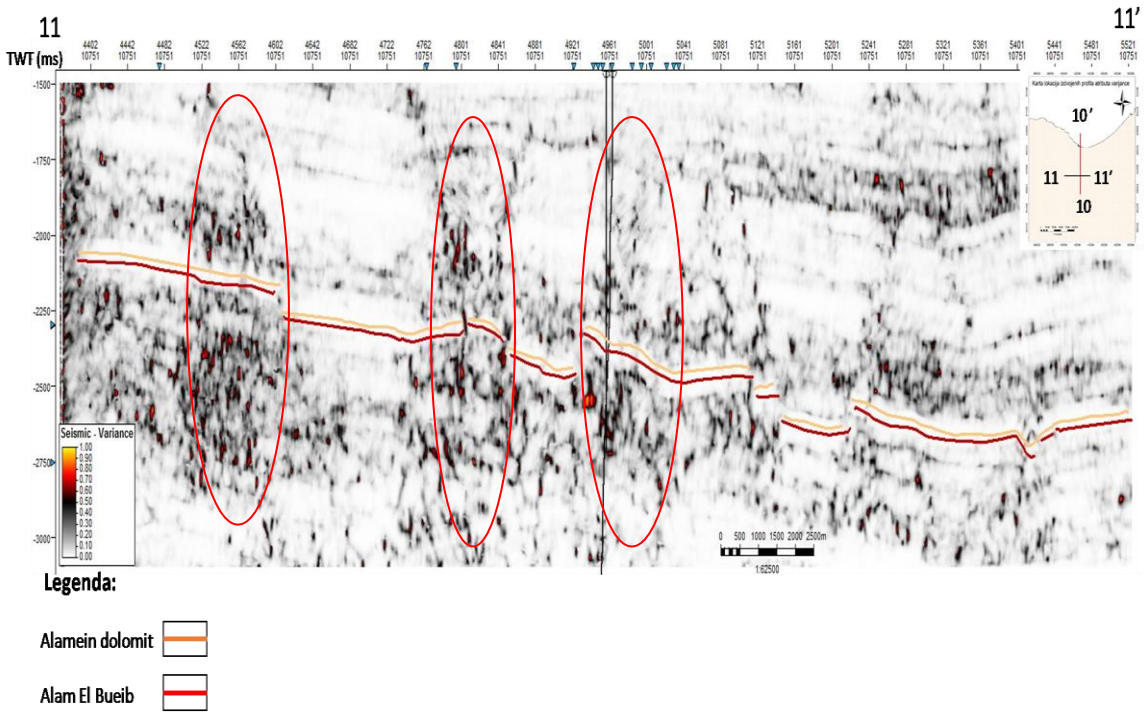


Slika 27. Atribut kaos (*eng. Chaos*) na seizmičkom profilu Xline 10760.

Atribut varijanca naglašava rubne karakteristike seizmičkih podataka tj. koristi se za izoliranje rubnih elemenata odnosno diskontinuiteta iz ulazne grupe podataka. Rubni elementi predstavljaju horizontalne prekide u kontinuitetu amplitude. Na slici 28 i slici 29 jasno se uočavaju rasjedi i rasjedne zone što se vidi po povećanim vrijednostima atributa.



Slika 28. Atribut varijanca (*eng. Variance*) na seizmičkom profilu Inline 4949.



Slika 29. Atribut varijanca (*eng. Variance*) na seizmičkom profilu Xline 10751.

5. Zaključak

Područje Alamein bazena je u geološkom smislu izrazito dinamično i imalo je vrlo kompleksan strukturno-tektonski razvoj. Posebno važna razdoblja u naftnogeološkom smislu su jura i kreda, tijekom kojih je došlo do ekstenzijskih događaja i nastanka normalnih rasjeda koji mogu stvarati zamke za ugljikovodike. Najvažnije kredne formacije su formacija Bahariya, formacija Alamein dolomit i formacija Alam El Bueib, u kojima nalazimo dokazana ležišta ugljikovodika. Rasjedi su dominantno orijentacije SZ-JI i po svojoj orijentaciji su suprotni pružanju Alamein bazena.

Cilj ovog rada bio je interpretirati 3D seizmičke i bušotinske podatke na području East Yidma koncesije u Alamein bazenu, konstruirati strukturne karte po interpretiranim karakterističnim horizontima te izračunati seizmičke atribute, kako bi se identificirale potencijalne zamke za ugljikovodike („prospects“), pomoću računalnog programa *Petrel E&P Software Platform 2015*. Prije same interpretacije izračunat je sintetski seizmogram za Bušotinu 1 pomoću ekstrahiranog valića. Time se preciznije utvrdio položaj litoloških granica na seizmičkim podatcima. Interpretacija horizonata napravljena je na svakom desetom uzdužnom i poprečnom profilu. Kao konačni rezultat dobivene su strukturne karte u vremenskom mjerilu po horizontima: krovina formacije Apollonia, krovina formacije Abu Roash, krovina formacije Bahariya, krovina formacije Alamein dolomit, krovina formacije Alam El Bueib i krovina jurskih naslaga. Korištenje različitih seizmičkih atributa kao što su varijanca, kaos i atribut praćenja tragova, omogućilo je pouzdaniju interpretaciju rasjeda i rasjednih zona. Na kraju, izdvojena je antiklinalna struktura u naslagama jurske starosti kao potencijalna akumulacija ugljikovodika uz pretpostavku povoljnih međuodnosa svih elemenata naftnogeološkog sustava.

U području Zapadne pustinje, a tako i u Alamein bazenu, fokus istraživanja ugljikovodika se mijenja od dokazanih ležišta u formacijama kredne starosti (formacije Bahariya, Alamein dolomit i Alam El Bueib) na dublje zaliježuća ležišta jurske starosti. Jurska ležišta su nedovoljno istražena s obzirom da je relativno mali broj bušotina probušio te naslage. Stoga jurske naslage predstavljaju dodatni potencijal koji tek treba istražiti.

6. Literatura

ABDEL-FATTAH, M., GAMEEL, M., AWAD, S. & ISMAILA, A. (2014): Seismic interpretation of the Aptian Alamein Dolomite in the Razzak oil field, Western Desert, Egypt. Arabian Journal of Geosciences Volume 8, Issue 7, pp. 4669-4684.

AHMED, M.A.A. (2008): Geodynamic evolution and petroleum system of Abu Gharadig basin, north western desert, Egypt. Dissertation, Institute of Geology & Geochemistry of Petroleum and Coal, Aachen, p. 255.

BOSWORTH, W., ABRAMS, M., DRUMMOND, M., THOMPSON, M., (2015): Jurassic rift initiation source rock in the Western Desert, Egypt – relevance to exploration in other continental rift systems. 34th Annual GCSSEPM Foundation Perkins-Rosen Research Conference "Petroleum Systems in Rift Basins", At Houston, TX, USA, p. 615–650.

DOLSON, C. J., SHAAN, V.M., MATBOULY, S., HARWOOD, C., RASHED, R., and HAMMOUDA, H. (2001). The petroleum potential of Egypt. In Downey, W.M., Threet, C. J., Morgan, A. W. (Eds.), Petroleum proviences of the twenty-first century (Vol. Memoir No. 74, pp. 453-482), American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.

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: Marlow, L., Kendall, C., Yose, L., (eds.), Petroleum systems of the Tethyan region: AAPG Memoir 106, p. 143–178.

MENCARONI, D. (2014.): The effect of Vshale 3D distribution on the secondary migration of hydrocarbons. Padova: Master's thesis, University of Padova, p. 158.

METWALLI, M. H. & ABD EL-HADY, Y. E. (1975.): Petrographic characteristics of oil-bearing rocks in Alamein oil field, significance in source-reservoir relations in northern Western Desert, Egypt, AAPG Bull., v. 59, No. 3, pp. 510-523.

MOUSA D.A. et al. (2014): Mineralogical, geochemical and hydrocarbon potential of subsurface Cretaceous shales, Northern Western Desert, Egypt. Egyptian Journal of Petroleum Volume 23, Issue 1, p. 67-78. http://dx.doi.org/10.1016/j.ejpe.2014.02.010

OREŠKOVIĆ, J. (2006.): Procjena ležišnih značajki korištenjem seizmičkih atributa i seizmičkog modeliranja na primjeru polja Stari Gradac. Zagreb: Magistarski rad Rudarsko-geološko-naftni fakultet 79 str.

RODRIGUEZ-SALGADO, P. (2015): Rifting and Transtension in the Southern Tethyan Margin – 3D Seismic Evidences from the Southern Alamein Basin (Egypt). Conference paper, 77th EAGE Conference & Exhibition 2015, 1-4 June, Madrid, Spain, p. 6.

SAID, R. (1962): The Geology of Egypt, Elsevier, Netherlands, p. 377.

SAID, R. (1990): The Geology of Egypt, Balkema/Rotterdam/Brookfield, p. 734.

SCHLUMBERGER, (2007): Interpreter's guide to seismic attributes, Houston: Schlumberger, p. 116.

ŠUMANOVAC, F. (2012): Osnove geofizičkih istraživanja. Zagreb: Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet 356 str.

TAWARDROS, E., (2011): Geology of North Africa. CRC Press, Taylor & Francis Group, London, p. 103-265; 585-608.

YOUNES, M.A. (2012): Hydrocarbon Potentials in the Northern Western Desert of Egypt, Crude Oil Exploration in the World, ISBN: 978-953-51-0379-0, InTech Open Access Publisher, pp. 23–46.