

Predviđanje poroziteta i propusnosti heterogenih ležišta plinonosnih pješčenjaka temeljem neuronskih mreža i korištenjem NMR i konvencionalne karotaže

G.M. Hamada i M.A. Elshafei

STRUČNI ČLANAK

Analiza heterogenih ležišta plinonosnih pješčenjaka je jedan od najtežih problema. Proizvodnja iz tih ležišta obično dolazi iz višestrukih slojeva različite propusnosti i kompleksnih formacija, koje su često pojačane prirodnim pukotinama. Zbog toga je za bolje određivanje osobina ležišta bitno korištenje novih tehnika karotaže, kao što je NMR ili kombinacija NMR i konvencionalne karotaže u nezacijevljenoj bušotini, kao i razvoj novih metoda interpretacije. Karotaža nuklearnom magnetskom rezonancijom (NMR) razlikuje se od konvencionalne neutronske, karotaže gustoće, akustičke i karotaže električne otpornosti. NMR mjerenja uglavnom pružaju detaljne podatke o poroznosti neovisno o litologiji i daju dobru procjenu naftno-plinskog potencijala.

U heterogenim ležištima klasične metode se suočavaju s problemima u sigurnom određivanju relevantnih petrofizičkih parametara. Primjena umjetne inteligencije nedavno je učinila taj izazov mogućim u praksi. Ovaj članak prikazuje uspješnu primjenu neuronske mreže (NM) u predviđanju poroznosti i propusnosti plinonosnih pješčenjaka, korištenjem NMR T2 (poprečno vrijeme opuštanja) i podataka konvencionalne karotaže u nezacijevljenoj bušotini. Razvijeni NN modeli koriste NMR T2 pin vrijednosti, karotažu gustoće i karotažu električne otpornosti za predviđanje poroznosti i propusnosti na dvije probne bušotine.

Ključne riječi: neuronska mreža, poroznost, propusnost, NMR, konvencionalna karotaža, heterogena ležišta plinonosnih pješčenjaka

1. Uvod

Karotažna mjerenja poroznosti i zahtijevaju korekcije okoliša (usklađivanja koje treba napraviti na karotažnim mjerenjima kako bi ih se vratilo na standardne uvjete za koje je karotažna sonda specificirana), a na njih utječe litologija i slojni fluidi. Izvedena poroznost je ukupna poroznost, koja se sastoji od proizvodivih fluida, kapilarno vezanih fluida i glinom vezane vode. Međutim, NMR daje distribuciju pora po veličini neovisno od litologije. Propusnost je mjerilo provodljivosti stijena na fluide. Da bi bila propusna stijena mora imati međusobno povezane šupljine. Veća poroznost obično se podudara s većom propusnosti, međutim to nije uvijek tako. Na propusnost formacije utječu veličine šupljina, njihov oblik i kontinuitet, kao i količina poroznosti. Propusnost se može odrediti iz gradijenata električne otpornosti, modela propusnosti na osnovu poroznosti, ϕ , i zasićenja nereducibilnom vodom (S_{wi}), pomoću uređaja za ispitivanje sloja (FT) i nuklearne magnetske rezonancije (NMR). Mogućnost snimanja karotaže rezonancijom u realnom vremenu je možda najvažnija osobina NMR karotaže. Za naftne kompanije su potencijalne koristi NMR karotaže enormne. Karotažna mjerenja propusnosti omogućuju predviđanje obroka crpljenja, optimizaciju proizvodnje i programa stimulacije, a u isto vrijeme smanjuju troškove jezgrovanja i testiranja bušotine posebno u heterogenim

kompaktnim ležištima gdje postoji značajna anizotropna propusnost.

Ova studija je napravljena na polju plinskog kondenzata s produktivnim ležištem iz donjeg mezozoika. Ležište je klasificirano kao kompaktno heterogeno plinsko ležište glinovitih pješčenjaka. Ležište je heterogeno u vertikalnom i horizontalnom smjeru zbog djelovanja dijageneze (kaolinit i illit) i varijacija u distribuciji veličine zrna. Petrofizičke analize pokazuju mali raspon poroznosti 8 – 12% i široki raspon propusnosti od 0,01 do 100 mD. Na slici 1. dan je dijagram uzajamne zavisnosti preko cijelog ležišta uključujući sve facijese na različitim bušotinama. Podatci jezgara pokazuju povećani broj točaka neodređenog trenda, a grubo se mogu podijeliti u šest ili sedam područja.^{15,1}

U heterogenim ležištima facijesi se mogu mijenjati na skali od nekoliko metara pa do nekoliko centimetara. Prosječna gustoća fluida u tom slučaju postaje nedovoljna zbog heterogenosti distribucije fluida u ležištu pa je zbog toga potrebno naći novu tehniku određivanja poroznosti koja ne ovisi o promjeni facijesa. Zbog heterogenosti ležišta prikupljeno je više jezgara s različitim bušotina koje prekrivaju različite jedinice ležišta, kako bi se za svaku jedinicu napravili odgovarajući modeli poroznost - gustoća i propusnost. Neodređenost vezana za određivanje odgovarajućeg modela poroznosti i propusnosti svake jedinice je velika,

što može rezultirati procjenom velike propusnosti, mnogo veće od stvarne proizvodnje bušotina. Zbog toga je kod petrofizičkih procjena neophodno uključivanje nestandardnih sondi, kao što je integracija NMR s konvencionalnim sondama i specijalnim analizama jezgre (SCAL), kako bi se neodređenost smanjila ispod ograničenja za svaku sondu posebno. Posebno to vrijedi za plinska ležišta.^{7,18,4}

Ovaj je rad usredotočen na određivanje (ϕ_{DMR}) poroznosti koja je kombinacija poroznosti dobivene karotažom gustoće i NMR poroznosti i propusnosti dobivene NMR karotažom, korištenjem metode Bulk Gas Magnetic Resonance Permeability (k_{BGMR}) (Ukupna propusnost za plin dobivena magnetskom rezonancijom). Metoda je predložena od strane Hamadae i suradnika¹⁰, a nakon toga je za predviđanje poroznosti i propusnosti korištena metoda neuronske mreže (NN) i konvencionalna karotaža. NN metoda je razvijena i primijenjena u nekoliko slučajeva na terenu, a predviđene vrijednosti poroznosti i propusnosti su potvrđene predloženim NN algoritmom. Predviđena poroznost i propusnost, za proučavano ležište plina, pokazala je dobru korelaciju s poroznošću i propusnošću jezgre.

2. Poroznost dobivena metodom gustoća – nuklearna magnetska rezonancija (ϕ_{DMR})

Freedman i suradnici⁶ su za određivanje poroznosti formacije s korekcijom za plin i zasićenje vodom isprane zone (S_{xo}), predložili kombinaciju poroznosti dobivenu karotažom gustoća i NMR poroznosti (ϕ_{DMR}). Dijagram uzajamne zavisnosti gustoća/NMR je za otkrivanje i procjenu glinovitih pijesaka bolji od dijagrama uzajamne zavisnosti gustoća/neutron. Razlog tomu je djelovanje apsorbera termičkih neutrona u glinovitim pijescima na poroznost po neutronske karotaži što uzrokuje previsoka očitavanja kod neutronske karotaže. Kao rezultat, karotažom neutron/gustoća mogu se predvidjeti zone plina u glinovitim pijescima.^{1,6} S druge strane na NMR poroznost ne djeluje mineralogija šejla ili stijena pa je zbog toga tehnika gustoća/NMR (DMR) pouzdanija za ukazivanje i procjenu plinonosnih glinovitih pijesaka.

$$\phi_{NMR} = \phi S_{gxo} HI_g P_g + \phi HI_L (1 - S_{gxo}) \quad (1)$$

2.1 Poroznost na osnovu karotaže gustoće u kanalu bušotine gdje je plin istisnut (ispranoj zoni), definiran je kao:

$$\rho_b = \rho_m (1 - \phi) + \rho_L \phi (1 - S_{gxo}) + \rho_g \phi S_{gxo} \quad (2)$$

Rješenje jednadžbi (1) i (2) za stvarnu poroznost formacije (ϕ):

$$\phi = A \cdot \phi_D + B \cdot \phi_{NMR} \\ \phi_{DMR} = A \cdot \phi_D + B \cdot \phi_{NMR} \quad (3)$$

gdje je ϕ_{NMR} jednako NMR poroznost, HI je vodikov indeks, P je NMR polarizacija, ϕ_D je poroznost na osnovu karotaže gustoće, S_{gxo} je zasićenje plinom isprane zone, ρ_b ukupna gustoća a A i B su faktori.

2.2 Kalibracija ϕ_{DMR} poroznosti

Metoda podešavanja podataka krivuljom korištena je za kalibraciju vrijednosti konstanti A i B , koje su primijenjene za obrađivano ležište. U našem slučaju izabrana je bušotina A. Za isti interval ležišta bile su na raspolaganju obje vrste podataka, podatci jezgre i NMR. Pretpostavivši da su poroznosti jezgre jednake poroznosti gustoća-nuklearna magnetska rezonancija (ϕ_{DMR}), što je poroznost korigirana za plin:

Jednadžba (3) može se napisati u sljedećem obliku:

$$\frac{\phi_{Core}}{\phi_{NMR}} = A \cdot \frac{\phi_D}{\phi_{NMR}} + B \quad (4)$$

Najbolje usklađena linija trenda ima nagib $A = 0,65$ i presijeca Y os u $B = 0,35$, što rezultira transformacijom DMR poroznosti na sljedeći način:

$$\phi_{DMR} = 0,65 \phi_D + 0,35 \phi_{NMR} \quad (5)$$

2.3 Rezultati ϕ_{DMR} poroznosti

Rezultati primjene transformacije ϕ_{DMR} na dvije testirane bušotine A i B pokazali su vrlo dobro podudaranje između ϕ_{DMR} i poroznosti jezgre, kao što je prikazano na slikama 2. i 3. Kao rezultat, to se smatra modelom neovisne poroznosti facijesa. Korigirane poroznosti mogu se koristiti u vezi s Timur – Coates jednadžbom⁴ za procjenu točne propusnosti plinonosnih formacija.

Slike 2. i 3. prikazuju karotažne dijagrame s vrijednostima PHID i ϕ_{DMR} . Krivulje gama zračenja i kalipera prikazane su na prvoj krivulji (GR i CALI), druga krivulja prikazuje dubinu u metrima, treća prikazuje otpornost, četvrta krivulja je gustoća-neutronska karotaža, peta krivulja prikazuje usporedbu između poroznosti jezgre, gustoće i NMR poroznosti, šesta krivulja daje usporedbu između ϕ_{DMR} poroznosti i poroznosti jezgre, sedma krivulja prikazuje zasićenje plinom (zeleno zasjenjenje) i vodom (plavo zasjenjenje) i posljednja krivulja prikazuje propusnost jezgre u mD.

DMR metoda je u prednosti jer za korekciju plina izbjegava korištenje gustoće fluida i vodikovog indeksa (HI) kod ležišnih uvjeta. Druga prednost je mogućnost povećanja brzine karotaže jer nije potrebna puna polarizacija za plin.^{6,13}

3. Procjena propusnosti plinonosnog pješčenjaka iz NMR (k_{BGMR})

Ukupna propusnost plinske magnetne rezonancije (k_{BGMR}) je nova metoda procjene propusnosti u ležištima plina. Vrijednost je ista za korištenje isplake na bazi nafte (OBM) i isplake na bazi vode (WBM), jer ovisi o ponovnom ulazu plina u ispranu zonu nakon što se stvori isplačna obloga i prestane prodor. To je dinamički koncept pokretljivosti plina iza isplačne obloge, a rezultat je propusnosti formacije, pokretljivosti plina i kapilarnih sila. Kako su sile gravitacije konstantne, kapilarnost uglavnom ovisi o propusnosti, a pokretljivost ovisi o propusnosti i viskoznosti fluida koja je konstantna za plin; volumen plina koji je ponovo ušao jest izravna funkcija propusnosti.

3.1. Rezultati BGMR propusnosti

Propusnost je izvedena iz empirijskog odnosa između NMR propusnosti i srednje vrijednosti T2 vremena opuštanja. U industriji se najčešće koriste dva modela propusnosti to su: Kenyon model $[k=c \cdot \phi_{NMR}]^a \times (T2)^b$ i Timer-Coates model $[k = (\phi_{NMR} / c)^a \times (BVM/BVI)^b]$.¹³ Na Kenyonov model propusnosti štetno djeluje plin i OBM filtrat (*nemoćea* faza). Model Timer-Coates propusnosti dobro radi u slučaju ležišta plina, ali na njega štetno djeluje neodređenost BVI graničnih vrijednosti i promjene močivosti od OBM filtrata. Nakon određivanja T2 graničnih vrijednosti, potrebno je kalibrirati prilagodbene parametre (*a*, *b* i *c*) za proučavano plinsko ležište glinovitog pijeska. Određivanje propusnosti pomoću Timer-Coates modela, za slučaj kompaktno heterogenih plinskih ležišta glinovitih pješčenjaka, nije bilo zadovoljavajuće zbog djelovanja facijesa stijena, gustoće i značajnih varijacija T2 vrijednosti za isti facijes. Na obje procjene propusnosti, Kenyon i Timer-Coates, utječe ugljikovodik pa je zbog toga bitan razvoj različitih modela propusnosti. Propusnost dobivena na osnovu NMR (nuklearna magnetska rezonancija) temeljena je na ukupnom volumenu plina (BG) u ispranoj zoni. To je razlika između DMR (gustoće magnetne rezonancije) poroznosti i NMR poroznosti.

*DMR metoda združuje ukupnu poroznost dobivenu sondom magnetske rezonancije s mogućnošću kombinacije (CMR Combinable Magnetic Resonance tool) i poroznosti dobivene karotažom gustoće (density log-derived porosity DPHI). Temeljena je na jednadžbama plina izvedenim od Freedmana (1997.) i poznata je pod imenom metoda Gustoća-magnetna rezonancija.

$$BG \text{ volumen} = \phi_{DMR} - \phi_{NMR} \tag{6}$$

Odnos se može normalizirati dijeljenjem volumena plina s ukupnom poroznošću DMRP kako bi bio jednak zasićenosti plinom isprane zone, S_{gxo}

$$S_{gxo} = (\phi_{DMR} - \phi_{NMR}) / \phi_{DMR} \tag{7}$$

Korelacija između S_{gxo} i propusnosti u mD ima sljedeći oblik:

$$k_{BGMR} = 0,18 \cdot 10^{(6,4qS_{gxo})} \tag{8}$$

K_{BGMR} formula je primijenjena na dvije bušotine A i B, a na slikama 4. i 5. prikazani su rezultati. Bušotine A i B pokazuju dobro podudaranje BGMRK propusnosti s propusnošću jezgre koristeći pritom istu k_{BGMR} transformaciju.

4. NN interpretacija NMR karotažnih podataka

Iz razumljivih ekonomskih razloga, došlo je od pomaka paradigme u istraživanju ugljikovodika i razvojne strategije u cilju bolje primjene seizmičkih podataka u određivanju ležišnih značajki. Otkrivanje kompliciranih i nelinearnih odnosa između seizmičkih atributa i svojstava ležišta bio je značaj izazov za geoznanstvenike. Metoda umjetne neuronske mreže predložena je i potvrđena u svladavanju tih kompleksnih odnosa i dokazala se kao učinkovit alat modeliranja. Neka su

x_1, x_2, \dots, x_5 , ulazni signali $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{kp}$, su sinaptičke težine neurona *k*, w_{k0} je izraz za odstupanje, v_k je linearni kombinator izlaza, $f(.)$ je funkcija aktivacije i y_k izlazni signal neurona. Matematički model *k*-tog neurona je predstavljen kao:

$$v_k = \sum_{j=1}^p w_{kj} x_j + w_{k0} \tag{9}$$

$$y_k = f(v_k)$$

Aktivacijska funkcija $f(.)$, definira izlaz neurona prema razini aktivnosti na njegovom ulazu. Postoji nekoliko vrsta struktura neuronskih mreža. Najčešća ANN struktura je višeslojni perceptor Feed-forward neuronske mreže (Feed Forward Neural Networks FFNN). FFNN su sastavljene od slojeva međusobno povezanih neurona. Obično se koristi jedan ulazni sloj, više skrivenih slojeva i jedan izlazni sloj, kako je to prikazano na slici 6. Ulazni sloj je u biti izravna poveznica s ulazima prvog skrivenog sloja. Izlaz svakog neurona može biti povezan na ulaze svih neurona u sljedećem sloju. Signali su jednosmjerni tj. kreću se samo od ulaza prema izlazu.¹¹

Potencijal FFNN kao baze za modeliranje, klasifikaciju i statističku procjenu proizlazi iz sljedećih značajki:

- Za dovoljan broj skrivenih jedinica, feed forward neuralne mreže (FFNN) mogu aproksimirati bilo koju statičku ulazno-izlaznu funkciju na bilo koji željeni stupanj aproksimacije.^{11,12}
- Zbog modularne i feed forward strukture, uvježbavanje mreže može se prilagoditi za različite uvjete.

Algoritam s povratnim postupkom (BP) obično se koristi za (FFNN) uvježbavanje.¹⁰ Iako je BP jednostavan, izbor dobrog iznosa učenja zahtijeva nekoliko pokušaja i pogrješaka. U literaturi je predloženo nekoliko unaprijedenih varijanti BP algoritama npr. RPROP algoritam, Riedmiller i Braun,¹⁷ Conjugate Gradient, Powell,¹⁶ Levenberge-Marquardt (LM) i Hagan i Menhaj.⁹ Iako je mana svih tih algoritama osjetljivost na početne vrijednosti težine i pogrješaka, pokazalo se je da je LM najbrži algoritam u funkciji aproksimacije problema. LM algoritam uvježbavanja je u ovom radu izabran za uvježbavanje razvijenih neuronskih mreža.

5. Predviđanje poroznosti korištenjem neuronske mreže (NN)

Poroznost je ključni petrofizički parametar za procjenu formacije, stoga su razvijene nove tehnike karotaže za sigurno određivanje poroznosti formacije. Neuralne mreže predstavljaju alternativni pristup procjeni poroznosti. Soto i suradnici¹⁹ su, sa zadovoljavajućim rezultatima, razvili neuralnu mrežu s povratnim postupkom sa četiri sloja za predviđanje propusnosti i poroznosti. Lim i Kim¹ su koristili umjetnu neuronsku mrežu za klasifikaciju/identifikaciju facijesa i predviđanje propusnosti i poroznosti u bušotini i predložili kombiniranu umjetnu neuronsku mrežu neizrazite logike za predviđanje poroziteta i propusnosti. Analiza neizrazite krivulje korištena je za izbor najboljih ulaza za umjetnu neuronsku mrežu iz raspoloživih

podataka konvencionalne karotaže. Elshafei i Hamada⁵ su procijenili poroznost formacije i zasićenje vodom ležišta glinovitih pijesaka, s relativno zadovoljavajućim rezultatom, korištenjem dviju odvojenih neuralnih mreža iz podataka karotažnih mjerenja.

5.1. NN predviđanje poroznosti korištenjem konvencionalne karotaže

Konvencionalni karotaža obuhvaća 5 mjerenja: gama zračenje (GR), ukupna gustoća (RHOB), poroznost na osnovu neutronske karotaže (CNL), duboka i plitka elektrokarotaža (RT D i RT S). NMR podatci sastoje se iz 10 T2 pin vrijednosti. Kombinirani su podatci s dviju probnih bušotina A i B i podijeljeni, 60% uvježbavanje i 40% predviđanje. Napravljena je neuralna mreža koja se sastoji od 5 ulaza, jednog skrivenog sloja od 16 neurona i jednog izlaznog sloja. Skriveni se sloj sastoji od tangentno-sigmoidne funkcije, a izlazni neuron je logaritamsko-sigmoidna funkcija. Korijen srednje kvadratne pogreške za vrijeme uvježbavanja, slika 7. i predviđanja, slika 8., bio je 0,0075 odnosno 0,0102. Korelacija između predviđenih vrijednosti i ciljanih vrijednosti za vrijeme uvježbavanja dosegla je 0,852, a za vrijeme predviđanja 0,66. Ovaj relativno mali koeficijent korelacije može se pripisati visokoj razini smetnji u ulaznim podatcima.

5.2. NN predviđanje poroznosti korištenjem NMR i konvencionalne karotaže

Korišteni podatci sastoje se iz 5 konvencionalnih karotaža, 10 T2 pins, i srednje vrijednosti pins, srednje kvadratne vrijednost pins i maksimalne vrijednosti pins, ukupno 18 parametara. Zbog bogatstva podataka jednostavna neuralna mreža daje bolji rezultat od strukture gdje je korištena konvencionalna karotaža. Ovdje se neuralna mreža sastoji od jednog skrivenog sloja od 8 neurona. Skriveni neuroni koriste tan-sigmoidnu funkciju, a izlazni neuron koristi log-sigmoidnu funkciju.

Korijen srednjih kvadratnih pogrešaka tijekom uvježbavanja i predviđanja doseže 0,0038, odnosno 0,0105 (0,5).

Korelacija između predviđenih vrijednosti i ciljanih vrijednosti tijekom uvježbavanja doseže 0,9653, sl. 9, a tijekom predviđanja 0,69. (ff nmr por. net3), sl.10. Relativno slab rezultat postiže se uglavnom zbog malog broja mjerenja jezgre (24 iz bušotine A i 51 iz bušotine B, ukupno samo na 71. točki).

6. Procjena propusnosti korištenjem neuralne mreže (NN)

Određivanje osobina propusnosti je intenzivan i kompliciran posao. Empirijski modeli predviđanja relativne propusnosti temeljima na svojstvima stijene i fluida postigli su relativno ograničeni uspjeh. Zbog toga su razmatrane alternativne metode sigurnog određivanja osobina relativne propusnosti.^{19,15,2,3} Za predviđanje točne propusnosti predložen je koncept umjetne neuronske mreže (ANN). Balan i suradnici³ su napravili komparativno predviđanje procjene propusnosti iz podataka karotaže koristeći empirijski model, regresije s višestrukim varijablama i umjetne neuronske mreže.

Rezultati pokazuju da je kao najbolji alat višestruka regresija i metoda umjetne neuronske mreže radila bolje od empirijske s neuronskom mrežom. Garrouch i Smaoni⁸ su procijenili propusnost slabo propusnih pješčenjaka iz poroznosti, srednje veličine pora i mineraloških podataka, koristeći model neuronske mreže s povratnim postupkom, s neuronom od 8 ulaza i 2 do 5 skrivena sloja.

6.1. Procjena propusnosti plinonosnih pješčenjaka neuronskom mrežom (NN)

Procjena propusnosti korištenjem umjetne neuronske mreže (ANN) zahtijeva dobre podatke karotaže kao što su NMR podatci (T2), kao dodatak podatcima konvencionalne karotaže (GR, gustoća, neutron, otpornost). Analizirane su dvije bušotine A i B kako bi se napravio model predviđanja propusnosti na temelju neuronske mreže (NN).

6.2. NN predviđanje propusnosti korištenjem konvencionalne karotaže

Podatci konvencionalne karotaže s bušotina A i B kombinirani su i podijeljeni u dvije skupine podataka; podatci uvježbavanja 60% i podatci predviđanja 40%. Na početku predviđanja propusnosti prednost je dana korištenju konvencionalne karotaže, pa je ona korištena kao kalibracijska baza za kasniju procjenu učinkovitosti NMR, sl.11.

Razvijena neuronska mreža (NN) ima pet ulaza i jedan skriveni sloj od 16 neurona. Skriveni sloj koristi *tan-sigmoid* aktivacijske funkcije, a izlazni sloj *log-sigmoid* aktivacijsku funkciju. Svi ulazi su normalizirani između (-1, +1) na osnovu raspoloživih podataka iz bušotina A i B. Propusnost je normalizirana na logaritamskoj skali kao $p_n = (\log_{10}(p_{true}) + 2) / 0,5$. Izvođenje razvijene NN na podatcima uvježbavanja prikazano je na slici 11., a izvođenje na podatcima predviđanja prikazano je na slici 12. Tijekom uvježbavanja NN postiže korijen srednje kvadratne pogreške od 6,8 (4,5% gornje granice) i 9,14 (6,09%) tijekom predviđanja, s koeficijentom korelacije od $r = 0,9375$.

6.3. NN predviđanje propusnosti korištenjem NMR i konvencionalne karotaže

Korišteni podatci sastoje se od 5 konvencionalnih karotaža, 10 T2 pins plus srednja vrijednost pins, srednja kvadratna vrijednost pins i maksimalna vrijednost pins, što čini ukupno 18 parametara. Podatci konvencionalne karotaže i NMR podatci, s bušotina A i B, kombinirani su i podijeljeni u dvije skupine podataka, podatci uvježbavanja 60% i podatci predviđanja 40%.

Zbog bogatstva podataka, jednostavnija neuralna mreža dala je bolji rezultat od onog koji je postignut konvencionalnom karotažom. Ovdje se neuralna mreža sastoji od jednog skrivenog sloja s 8 neurona. Skriveni neuroni koriste tan-sigmoid funkciju, a izlazni neuroni koriste log-sigmoid funkciju. Na slici 13. prikazana je izvedba neuronske mreže s 18 ulaza na podatcima uvježbavanja, a na slici 14. izvedba na podatcima predviđanja.

Razvijena neuronska mreža (NN) doseže korijen srednje kvadratne pogreške od 4,18 (2,8%) i 4,515

(3,01%) na podacima uvježbavanja i predviđanja. Postignuti rezultati pokazuju da NN obavlja pravilnu interpolaciju na podacima testa i postiže gotovu uniformnu izvedbu na svim podacima karotaže. Koeficijent korelacije raste do $r = 0,978$ tijekom uvježbavanja i $r = 0,961$ tijekom predviđanja.

7. Zaključak

NMR izvedena propusnost i poroznost pokazale su dobro podudaranje s rezultatima ispitivanja jezgre.

NN predviđena poroznost korištenjem NMR i konvencionalne karotaže izvrsno se podudara s DMR NMR poroznošću kod uvježbavanja i u sekcijama predviđanja što pokazuje prihvatljivu razinu provjere NN koncepta.

NN predviđena propusnost na osnovu vremena kašnjenja T2 i konvencionalna karotaža postižu vrijednosti vrlo slične vrijednostima propusnosti jezgre.

Za predviđanje propusnosti iz podataka NMR na drugim bušotinama preporuča se korištenje razvijenog NN modela. Također se preporuča isprobati različite NN strukture za moguće postizanje rezultata boljih od rezultata dobivenih s FFNN.

Zahvala

Autori zahvaljuju King Fahd University of Petroleum & Minerals za pomoć u ovom istraživanju temeljem dozvole # IN070380.

Nazivlje

ϕ	Poroznost
S_{wi}	Zasićenje nereducibilnom vodom
S_{gxo}	Zasićenje isprane zone plinom
FT	Uređaj za ispitivanje sloja
WBM	Isplaka na bazi vode
PHID	Očitanje poroznosti dobivene karotažom gustoće
RT-D	Stvarni otpor
RT-S	Otpor isprane zone
NMR	Nuklearna magnetska rezonancija
NN	Neuronska mreža
BP	Algoritam s povratnim postupkom za uvježbavanje
k_{BGMR}	Ukupna plinska propusnost magnetskom rezonancijom
BG	Ukupni volumen plina
DMR	Gustoća magnetne rezonancije
FFNN	Feed-forward neuronska mreža
LM	Levenberge-Marquardtov algoritam uvježbavanja



Autori:

G.M. Hamada, The British University in Egypt (BUE), Egypt

M.A. Elshafei, King Fahd University of Petroleum & Minerals (KFUPM), Saudi Arabia

UDK: 550.8 : 553.98 : 553.6 : 551.4 : 543.492.23

550.8	geološka istraživanja
553.98	ležišta nafte i plina
553.6	naftni pijesci, pješčenjaci
551.4	kartografija, kartiranje
543.492.23	metode spektralne analize, nuklearno magnetska rezonancija