

Primjena SIGMA metode u procjeni i karakterizaciji pješćane serije A na polju Žutica

Use of SIGMA method in the evaluation and characterization of sand A series in the Žutica field

Hrvoje Pavičić
INA–Industrija nafte d.d.
hrvoje.pavicc@ina.hr

Zdravko Kosovec
INA–Industrija nafte d.d.
zdravko.kosovec@ina.hr

dr.sc. Zoran Čogelja
INA–Industrija nafte d.d.
zoran.cogelja@ina.hr

Željka Marić–Đureković
INA–Industrija nafte d.d.
zeljka.maric-durekovic@ina.hr



Ključne riječi: identifikacija prostalih ugljikovodika, SIGMA metoda, pješćana serija A, taložni elementi, SP log motiv

Key words: Identification of Residual Hydrocarbons, SIGMA Method, Sandstone Unit A, Depositional Elements, SP Log Response

Sažetak

Na naftno-plinskom polju Žutica, koje je proizvodnji od 1966. ugljikovodici se proizvode iz nekoliko zasebnih pješćanih serija međusobno odvojenih debljim paketima lapora. Pješćana serija A, koja je predmet analize u ovom radu, litostratigrafski pripada Poljana pješćenjacima. Obuhvaća asocijaciju pješćenjaka, siltita i lapora taloženih u području padine-bazena gravitacijskim pretaloživanjem klastičnog detritusa. Podijeljena je na više taložnih jedinica (A', A, A1-3), a svaka od taložnih jedinica izgrađena je od osnovnih taložnih elemenata i to:

- 1) distribucijskih kanala,
- 2) nasipa i
- 3) probojnih lepeza/lobova.

Krupnozrnastiji pješćani detritus taložen je unutar distribucijskih kanala, a sitnozrnastiji je odlagan duž nasipa. Povremeno su, usljed intenzivnijeg donosa klastičnog materijala, pješćenjaci taloženi i u obliku probojnih lepeza. Distribucijski kanali su izgrađeni uglavnom od amalgamiranih i masivnih pješćenjaka. Karakterizira ih cilindrični/zvonoliki SP log motiv. Nasipe izgrađuju slojeviti pješćenjaci, siltiti i lapori, odlikuju se najčešće zvonolikim SP log motivom, a pješćenjaci imaju povećan sadržaj glinovito-siltnog matriksa. Taloge probojnih lepeza čine pješćenjaci različitih litofacijesa i siltiti te uglavnom imaju ljevkasti/simetrični SP log motiv.

Prepoznavanje i razumijevanje taložnih elemenata bili su bitni čimbenici u interpretaciji pulsno neutronske karotažne mjerenja koja su na polju Žutica provedena u posljednje dvije godine. Njihova svrha je bila identifikacija i kvantifikacija preostalih ugljikovodika te praćenje razdjelnice nafta/voda i plin/nafta u pješćanij seriji A.

Tijekom mjerenja se pomoću visokoenergijskog izvora neutronske zračenja u okolne stijene odašilju brzi neutroni te se nakon niza interakcija s ležišnom stijenom i fluidima u pornom prostoru, pri čemu

neutroni gube energiju te bivaju dijelom zarobljeni u stijeni, detektorima registriraju termalni neutroni. SIGMA predstavlja stupanj zaostajanja neutrona u ležišnim stijenama, odnosno sposobnost minerala i fluida da apsorbiraju neutrone. Zbog različitog stupnja heterogenosti svaki od taložnih elemenata karakteriziran je različitim vrijednostima SIGME. Tako je u kanalskim pješčenjacima, koji su uniformne građe, identifikacija preostalog zasićenja ugljikovodicima SIGMA metodom jednostavnija nego što je to u heterolitičnoj asocijaciji nasipa gdje je povećan udio glinovito-siltnog matriksa te je izmjerena SIGMA opterećena, kako heterogenim mineralnim sastavom, tako i vezanom i kapilarnom vodom.

Primjenom SIGMA metode u većem broju bušotina polja Žutica, od kojih su u dijelu njih obavljena proizvodna ispitivanja u kombinaciji s mjerenjima tlaka, utvrđeno je trenutno stanje zasićenja fluidima te su redefinirane razdjelnice plin/nafta i nafta/voda. Rezultati proizvodnih ispitivanja su u većini slučajeva potvrdili rezultate interpretacije SIGME. U rijetkim slučajevima djelomične ili potpune nepodudarnosti uzroke treba tražiti u heterogenosti ležišne stijene za čije puno razumijevanje nije bilo dovoljno podataka, izakolonskoj komunikaciji ili tehničkim problemima kod ispitivanja. Također su dobivene nove spoznaje o komunikaciji i barijerama među različitim dijelovima ležišta na polju te u nekim slučajevima naznake o potrebnim promjenama ležišne zonacije.

Abstract

Žutica oil and gas field has been in production since 1966. Hydrocarbons are produced from several sandstone units separated by thick marl sequences. Sandstone unit A, that is the object of the analysis in this paper, belongs to Poljana Sandstone Member lithostratigraphic unit. It consists of sandstones, siltstones and marls deposited mainly by gravitational redeposition in a slope-basin environment. It is divided into several depositional sub-units (A, A1-3), where each of the sub-units consists of three basic depositional elements, i.e. 1) distributary channels, 2) levees and 3) splays/lobes. Coarse-grained sand detritus was deposited within distributary channels and fine-grained along levees. Occasionally, due to a more intense influx of the clastic material, sandstones were deposited in the form of turbiditic splays/lobes. Distributary channels are mostly made

of amalgamated and massive sandstones. They are characterised by cylindrical/bell shaped SP logs. Levee deposits are made of layered sandstones, siltstones and marls with a higher content of clayey/silty matrix within sandstones and are mainly characterised by bell shaped SP logs. Turbidite splay/lobe deposits consist of sandstones of various lithofacies and siltstones. They are mostly characterised by funnel/symmetrical shaped SP logs.

Acknowledging and understanding the depositional elements were the key factors in the interpretation of the pulsed neutron logs that were run in Žutica field in the past two years. Their goals were the identification and quantification of residual hydrocarbons and defining the oil/water and gas/oil contacts within the sandstone unit A.

In the course logging a high energy neutron source emits fast neutrons into the surrounding rocks. After a series of interactions with the reservoir rock and the fluids in the pore space, causing a considerable loss in their energy level and their partial capture by the rock, thermal neutrons are registered on the detectors. SIGMA is the measure of the capture of neutrons in the reservoir rocks, e.g. of the capacity of the minerals and fluids to absorb the neutrons. Because of different levels of heterogeneity each depositional element is characterised by a different range of SIGMA values. Therefore is the identification of the residual hydrocarbon saturation in relatively uniform channel sandstones easier than in heterolithic levee sequences with higher contents of the clayey/silty matrix where the measured SIGMA is influenced by both the heterogeneous mineralogy and the clay bound and capillary bound water.

By utilising the SIGMA method in a number of wells in Žutica field, in a part of which also the production testing combined with pressure measurements have been performed, the current levels of fluid saturations have been determined and gas/oil and oil/water contacts redefined. In a majority of cases SIGMA interpretation has been confirmed by the production testing results. In a few cases of partial or complete mismatches the reasons should be searched for in the heterogeneity of the reservoir rock combined with the lack of data necessary to fully understand it, behind casing communication or technical problems while testing. Additional benefits of the campaign are new information about the communication and flow barriers between different compartments of the reservoirs within the field, as well as hints on the need for some changes in the reservoir zonation.

1. Uvod

U sklopu EOR (eng. *enhanced oil recovery*) projekta, od 2014. godine se na naftno-plinskom polju Žutica provodi naizmjenično utiskivanje ugljičnog dioksida i vode s ciljem pridobivanja dodatnih količina ugljikovodika. Ovom metodom je planirano produljenje životnog vijeka polja te je planirana dodatna proizvodnja od oko 3,4 mil. t nafte i oko 500 mil. m³ plina.

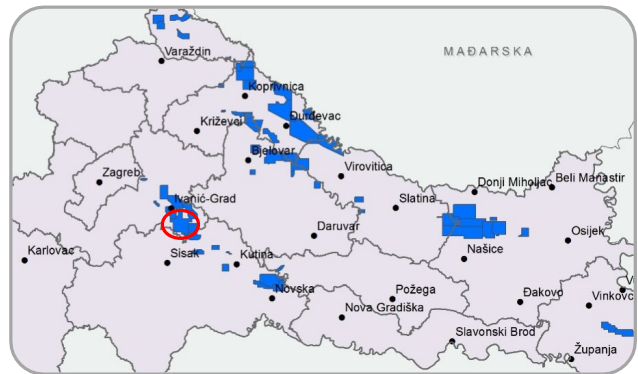
Posljednje dvije godine u svrhu identifikacije preostalih ugljikovodika te praćenja razdjelnice nafta/voda i plin/nafta provedena je kampanja pulsno neutronske karotažne mjerenja. Procjena zasićenja ugljikovodicima pomoću SIGMA metode je pokazala u većem slučaju podudarnosti s provedenim proizvodnim ispitivanjima. Dio proizvodnih ispitivanja je pokazao odstupanja od procjene zasićenja ugljikovodicima načinjenim SIGMA metodom. U takvim slučajevima djelomične ili potpune nepodudarnosti uzroke treba tražiti u heterogenosti ležišne stijene, izakolonskoj komunikaciji ili tehničkim problemima kod ispitivanja.

Predmet ovog rada je razumjevanje ovisnosti taložnih procesa i petrofizikalnih svojstava ležišnih stijena, odnosno utjecaj heterogenosti ležišne stijene na procjenu zasićenja ugljikovodicima. Budući da je načinjen veliki broj karotažnih mjerenja u zacijevljenim bušotinama čiji rezultati nisu uvijek jednoznačni, pojavila se potreba analize litofacijskih karakteristika stijena te njihovog utjecaja na ležišne parametre. Kako bi se objasnila uloga taložnih procesa u ležišnim svojstvima pješčenjaka bilo je potrebno:

- (1) interpretirati litofacijske značajke sedimenata;
- (2) analizirati podatke o zasićenju ugljikovodicima određenih SIGMA metodom;
- (3) načiniti procjenu kvalitete pješčenih tijela koja su ležišta ugljikovodika.

2. Geološke značajke istraživane područja

Naftno-plinsko polje Žutica nalazi se u zapadnom dijelu Savske depresije (Slika 1.). U proizvodnji je od 1966. Ugljikovodici se proizvode iz nekoliko zasebnih pješčenih serija međusobno odvojenih debljim paketima lapora. Termalna subsidencija koja je započela tijekom panona omogućila je nakupljanje više od 2000 m klastita dok je pliocenska kompresija omogućila postanak povoljnih struktura za nakupljanje ugljikovodika.



Slika 1 Položajna karta naftno-plinskog polja Žutica

Pješčana serija A koja je predmet analize u ovom radu, litostratigrafski odgovara Poljana pješčenjacima Kloštar Ivanić formacije (Šimon, 1980). Litostratigrafska pozicija Poljana pješčenjaka prikazana je na Slici 2.

Taložni slijed izgrađuju sitno do srednjezrnastih pješčenjaci, siltiti i lapori. Pješčenjaci su srednje vezani sitnozrnati litoareniti s promjenljivom količinom glinovitog matriksa. Sedimentacija se odvijala ciklički turbiditnim tokovima (Šimon, 1980; Vrbanac, 1996). Morfologija pješčenih tijela uglavnom prati smjer sjeverozapad/jugoistok. Glavni izvor klastičnog detritusa bio je u Istočnim Alpama, od kuda je višestrukim turbiditnim strujama, uz regionalne tektonske rampe, prenošen do mjesta taloženja (Šimon, 1980; Malvić et al., 2005). U mirnim razdobljima, kada turbiditne struje nisu bile aktivne, taložili su se hemipelagički lapori, kao sedimenti karakteristični za mirne uvjete dubljevodnih okoliša.

3. Sedimentološka analiza pješčane serije A

U ovom poglavlju predstavljen je konceptualni taložni model pješčane serije A. Na temelju laboratorijskih podataka o strukturno-teksturnom sastavu naslaga te karotažnih mjerenja načinjena je litofacijska analiza. Nakon izdvajanja, litofacijski su grupirani u asocijacije litofacijske (taložne elemente) koji su sastavni dijelovi taložnog sustava.

Temeljem analize postojećih seizmičkih i bušotinskih podataka, pretpostavljen je taložni model pješčane serije A (Slika 3.). Taložna jedinica pripada taložnom sustavu turbiditne lepeze (Šimon, 1980; Vrbanac, 1996). Smjer paleotransporta klastičnog materijala bio je iz smjera sjeverozapada. Taložni slijed obuhvaća asocijaciju pješčenjaka, siltita i lapora taloženih u području bazena gravitacijskim (debritnim i/ili turbiditnim)

LITOSTRATIGRAFSKE JEDINICE		EK MARKERI
ŠIROKO POLJE FORMACIJA		
KLOŠTAR IVANIĆ FORMACIJA	BREGI PJEŠČENJACI	R _p
	GRABERSKI ČLAN	
	POLJANA PJEŠČENJACI	R _v
	LEPSIČKI LAPOR	
IVANIĆ GRAD FORMACIJA	ZAGREB ČLAN	Z'
	GORNJO ŠARAMPCVSKI LAPOR	RS ₄
	IVA PJEŠČENJACI	R _p
	DONJO ŠARAMPCVSKI LAPOR	
FORMACIJA PRKOS		RS ₅

Slika 2. Litostratigrafske jedinice u Savskoj depresiji odvojene na temelju regionalnih EK markera prema Šimonu (1980). Poljana pješčenjaci pripadaju Kloštar Ivanić formaciji.

pretaloživanjem klastičnog materijala. Sinsedimentacijski rasjedi su omogućili stvaranje udubljenja duž kojih su transportirani i istovremeno taloženi pješčenjaci, dok su na bokovima kanala odlagane sitnije-zrnastije asocijacije pješčenjaka i silita. Povremeno, usljed intenzivnijeg donosa materijala, dolazilo je do probijanja nasipa te taloženja lepeznih tijela - lobova u područjima izvan kanala te na njihovim ušćima. Budući da je riječ o pješčano-muljnoj turbiditnoj lepezi, taložni lobovi se izmjenjuju s kanalskim sedimentima i talozima nasipa čineći tako kompleksnu taložnu jedinicu kanaliziranih lobova u kojoj je vrlo teško pratiti pojedinačne asocijacije facijesa (Reading & Richards, 1994).

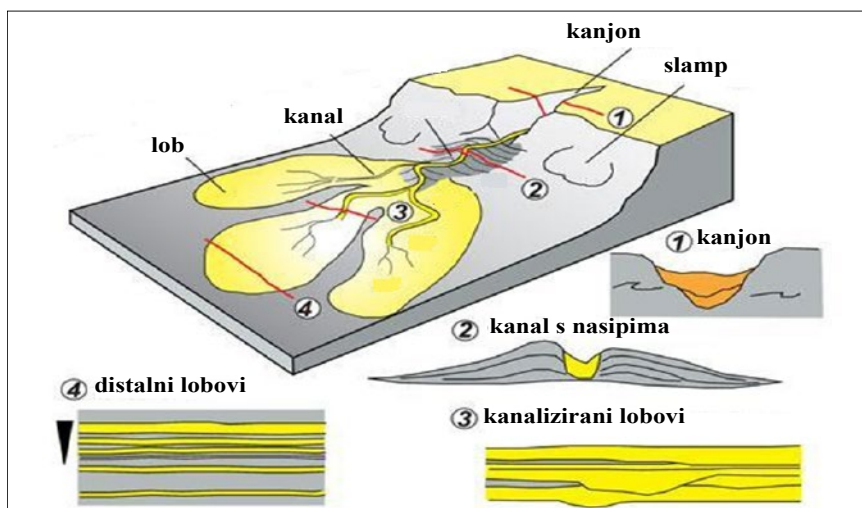
3.1. Litofacijesna analiza

Pješčana serija A podijeljena je na više taložnih jedinica (A', A, A1-3), a svaka od taložnih jedinica

izgrađena je od osnovnih taložnih elemenata. Litofacijesi su sastavni dijelovi taložnih elemenata. U sedimentnom slijedu istraživanih naslaga, temeljem strukturno-teksturnih odlika, uglavnom se izmjenjuju četiri litofacijesa i to:

- (1) masivni i amalgamirani pješčenjaci,
- (2) slojeviti pješčenjaci,
- (3) tanko slojevita izmjena pješčenjaka, silita i lapora i
- (4) lapori.

Lapori su najlakše prepoznatljiva litologija na karotažnim krivuljama. Odlikuju se povećanim vrijednostima prirodne radioaktivnosti (GR), smanjenom električnom vodljivosti (Rt) te negativnom separacijom krivulja neutronske karotaže (CN) i karotaže gustoće (DEN). Premda se GR krivulja već dugo koristi kao indikator sadržaja gline, njezina primjena u bušotinama istraživanog područja bila je



Slika 3. Pješčano-muljevita turbiditna lepeza s osnovnim taložnim elementima (pretrađeno prema Reading & Richards, 1994).

Slika 4. Oblici SP/GR log motiva prepoznati unutar serije A s opisima taložnih elemenata.

SP/GR LOG MOTIV	OPIS LITOFACIJESNE ASOCIJACIJE	LITOFACIJESNA ASOCIJACIJA – TALOŽNI ELEMENT	SP/GR LOG PRIKAZ LITOFACIJESNE ASOCIJACIJE
CILINDRIČNI	slijed masivnih čistih pješčenjaka i pješčenjaka, često amalgamiranih, debljine od 5 do 20 m	središnji dijelovi distribucijskih kanala	
ZVONOLIKI	sukcesija masivnih i slojevitih pješčenjaka s tendencijom povećanja udjela silita i lapora prema vršnom dijelu slijeda naslaga (<i>finning upward sequences - FUS</i>)	ispuna distribucijskih kanala koja završava talozima nasipa	
LJEVKASTI	asocijacija tanje i deblje slojevitih pješčenjaka i silita s tendencijom povećanja udjela pješčenjaka kao i povećanja debljine pješčenih slojeva u vertikalnom slijedu naslaga (<i>coarsening upward sequences - CUS</i>)	lobovi taloženi na ušćima distribucijskih kanala te kao probojne lepeze bočno od kanala	
RAVNI	Lapori, mjestimično s proslojcima silita, rjeđe pješčenjaka	bazenski lapori	

ograničena. Na vrijednost GR krivulje veliki utjecaj ima prisutnost muskovita čiji je sadržaj u pijescima istraživanog područja znatan. Stoga je za razdvajanje litofacijesa korisnija bila krivulja spontanog potencijala (SP), osim u tankoslojevitim pješčano-laporovitim dijelovima, gdje nije dovoljno razvijena da bi bilo moguće razdvojiti litofacijese.

Oblici i otklon SP krivulje od linije nepropusnih stijena kvalitativno odražavaju veličinu zrna i propusnost probušenih naslaga te pomažu pri identifikaciji i interpretaciji taložnih elemenata koji su sastavni dijelovi taložnog modela (Rider, 1986). S obzirom na oblik i otklon SP krivulje od osnovne linije nepropusnih stijena moguće je razlikovati: zvonoliki, cilindrični, ljevkasti i ravni oblik. U istraživanim naslagama SP krivulje su dobre kvalitete te ih je bilo moguće koristiti u interpretaciji litofacijesnih jedinica i okoliša taloženja. Na Slici 4. detaljno su prikazani svi oblici SP krivulje izdvojeni unutar litološke jedinice A zajedno s opisima taložnih elemenata i tipičnim SP log prikazom kao i asocijacijom elektrofacijesa koje ujedno predstavljaju genetske dijelove taložne jedinice. Oblik GR krivulje je u kanalskim ispunama vrlo sličan izgledu SP krivulje, no u talozima nasipa i lobovima, zbog neujednačenog sadržaja tinčaste komponente, nema jedinstven izgled.

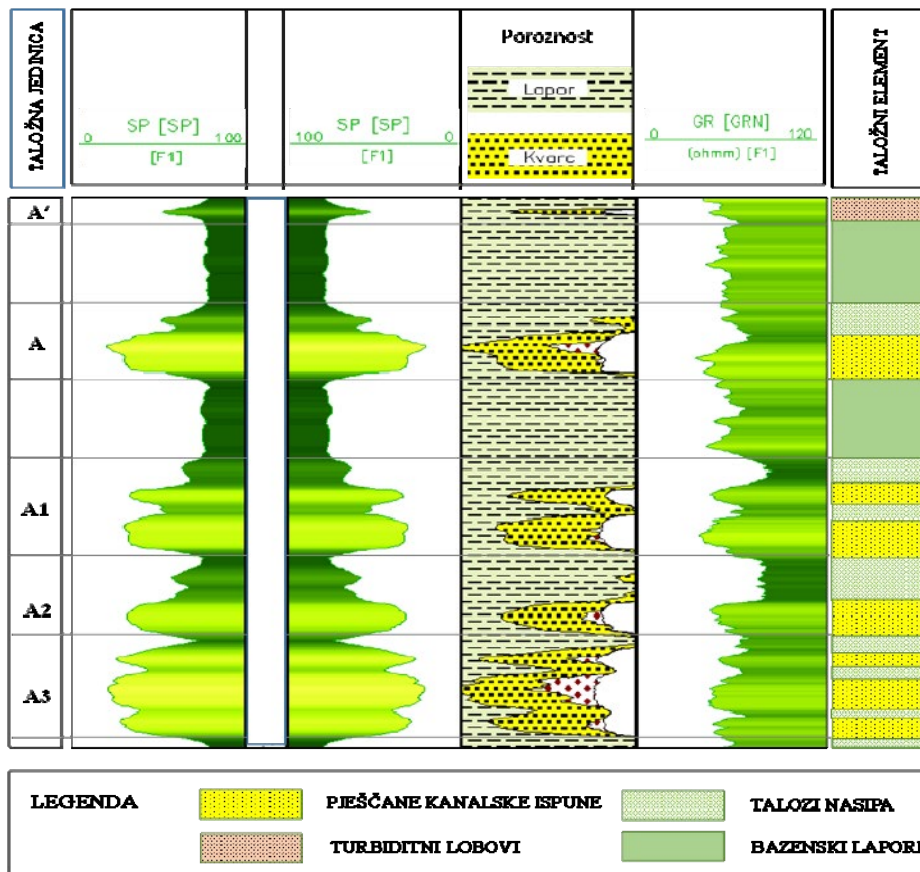
3.2. Analiza taložnih elemenata

Interpretacijom karotažnih podataka, ponajprije interpretacijom izgleda SP krivulje, litofacijese je moguće grupirati u asocijacije litofacijesa, odnosno taložne elemente i to:

- (1) pješčane kanalske ispune,
- (2) taloge nasipa,
- (3) turbiditne lobove i
- (4) bazenske lapore (Slika 5.).

Kanalske ispune izgrađuju pretežito masivni i amalgamirani pješčenjaci ujednačenog sastava i granulometrije. Debljine kanalskih ispuna su od nekoliko pa do dvadesetak metara. Pojedinačni pješčani slojevi su do pola metra debljine, no često amalgamacijom izgrađuju i nekoliko metara debele pješčane pakete.

Oblik SP krivulje kanalskih ispuna je cilindrični ili zvonoliki. Cilindrični SP log motiv s ostrim granicama prema podini i krovini vezan je za središnje dijelove kanala gdje je energija taloženja visoka. Pješčenjaci se odlikuju ujednačenom veličinom zrna, odsutnošću glinovite komponente, te su time i vrijednosti poroznosti i propusnosti ovog taložnog elementa najveće. Zvonoliki SP log motiv kanalskih



Slika 5. Karotažni dijagram sa SP i GR krivuljama, rezultatima petrofizikalne analize, te taložnim elementima izdvojeni unutar pješčane serije A.

ispuna posljedica je bočne migracije korita. U takvim slučajevima, vertikalni slijed kanala završava talozima nasipa. Zbog povećanja udjela sitnije zrnastijih komponenti prema vršnom dijelu kanala smanjuju se i vrijednosti poroznosti i propusnosti.

Bočno u odnosu na osi kanala taložene su slojevite asocijacije pješčenjaka, siltita i lapora. Vertikalni slijed taloga nasipa pokazuje trend smanjenja veličine zrna kao i smanjenja debljine slojeva pješčenjaka te povećanja siltitnih i laporovitih interkalacija prema krovinskom dijelu. S udaljavanjem od osi kanala sadržaj pješčenjaka u odnosu na siltite i lapore opada. Kao rezultat nastaju zvonoliki i nazubljeni SP log motivi. Zvonoliki SP log motiv se razvija u talozima nasipa u područjima bliže kanalima gdje je sadržaj pješčenjaka u odnosu na siltite i lapore veći. Petrofizikalni parametri, poroznost i propusnost općenito su niži nego u kanalskim ispunama te se njihove vrijednosti smanjuju s udaljavanjem od osi kanala.

Na učima kanala ili kao probojne lepeze bočno u odnosu na kanal taloženi su turbiditni lobovi. Središnji dijelovi lobova su sastavljeni uglavnom od masivnih pješčenjaka, s niskim sadržajem glinovite komponente te vrlo dobrim petrofizikalnim parametrima propusnosti i poroznosti. Prema rubnim dijelovima lobova opada

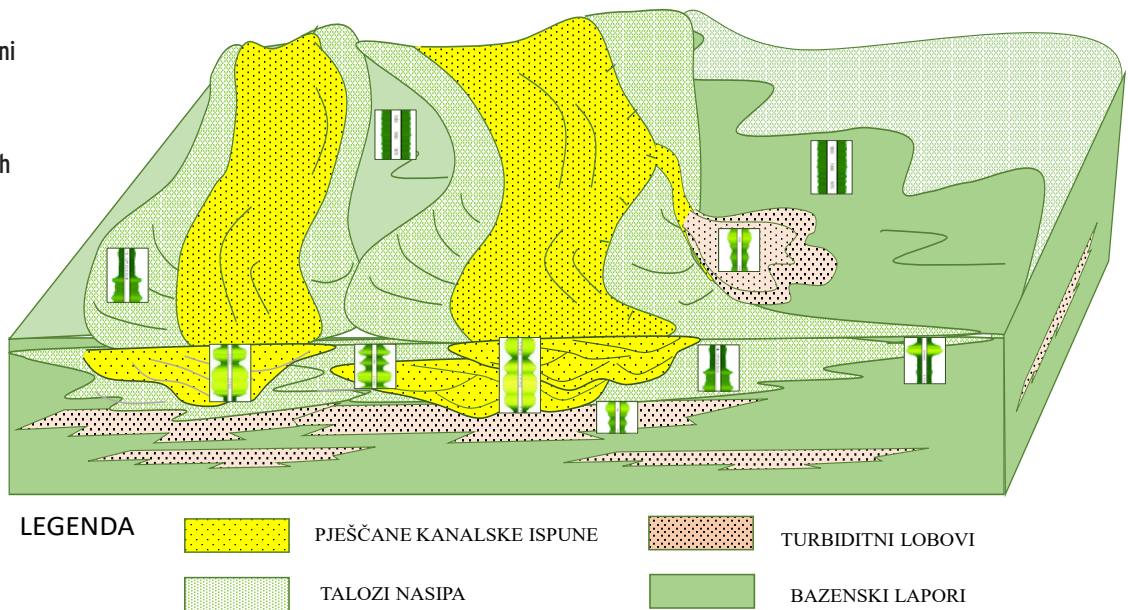
sadržaj pješčenjaka, smanjuje se veličina zrna te raste udio siltita i lapora. Istovremeno i vrijednosti poroznosti i propusnosti opadaju. Lobove najčešće karakterizira ljevkašti SP log motiv s postupnom granicom prema podinskim naslagama te oštrom granicom prema krovini. Ujedno se prema krovinskom dijelu loba smanjuje i sadržaj glinovite komponente, odnosno raste veličina zrna. Nerijetko, lobovi pokazuju i simetrični SP log motiv koji se razvija uslijed lateralne migracije loba.

U razdbljima smanjenog donosa materijala talože se lapori i rjeđi proslojci siltita. Debljine lapora su od nekoliko centimetara pa do nekoliko metara, ponegdje i do desetak metara. Bazenski lapori imaju oštre kontakte prema krovinskim i podinskim naslagama, a mjestimično sadrže milimetarske lamine silta i vrlo sitnog pijeska. Karakteriziraju ih ravni SP log motivi.

3.3. Konceptualni taložni model

Na Slici 6. prikazan je konceptualni model pješčane serije A karakteriziran taloženjem sustava kanala s pripadajućim nasipima te turbiditnim lobovima. Taložni slijed moguće je podijeliti u veći broj taložnih jedinica. Svaka od taložnih jedinica započinje usijecanjem kanala, taloženjem masivnih

Slika 6. Konceptualni taložni model pješčane serije A s rasporedom taložnih elemenata te njima svojstvenih SP log motiva.



i amalgamiranih peščenjaka kao kanalskih ispuna. Heterolitične asocijacije pješčenjaka, siltita i lapora su odlagane duž nasipa. U razdobljima većeg donosa materijala dolazilo je do probijanja nasipa i taloženja probojnih lepeza u području između nasipa te na ušćima kanala. Mjesta usjecanja kanala utvrđena su rasjednom tektonikom koja je stvorila uleknine u podlozi. Kanalni sustav se tijekom taloženja mijenjao od erozijskog prema blago meandrirajućem, što je i rezultiralo povećanjem sitnijeznastijih litofacijesa prema vršnom dijelu taložne jedinice.

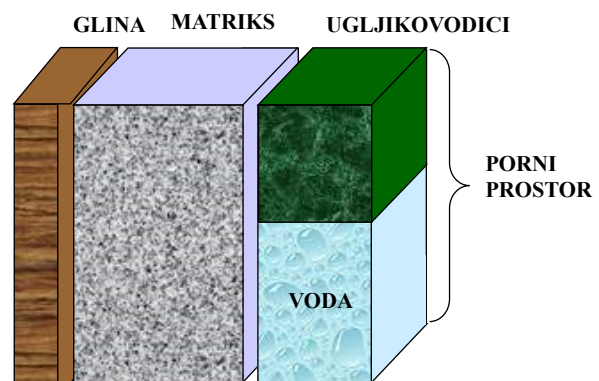
4. Metodologija

U zacijevljenim bušotinama u svrhu identifikacije preostalih ugljikovodika te praćenja razdjelnice voda/nafta i nafta/plin koriste se uglavnom neutronska mjerenja. Njihova primjena je vrlo važna u otvorenom kanalu bušotine, no povećanjem broja postojećih, zacijevljenih bušotina, promjenom zasićenja ležišta uzrokovanih crpljenjem te samim time i promjenom razdjelnice voda/nafta i nafta/plin tijekom vremena njihova uloga postaje još važnija. Ona su idealna za mjerenja u zacijevljenom kanalu, zbog toga što neutroni lako prolaze kroz zaštitne cijevi i cement. Princip neutronske mjerenja te metode za identifikaciju preostalih ugljikovodika u ležištu opisani su u radu Čogelja & Kosovec (2009.).

4.1. Sigma metoda

Sposobnost minerala da apsorbiraju termalne neutrone definira se kao poprečni presjek prihvata ili SIGMA. Mjeri se u jedinicama prihvata (eng. *capture*

units, c.u.). Što je veća SIGMA, veća je sposobnost apsorpcije termalnih neutrona. Mjerenjem stupnja u kojem su termalni neutroni apsorbirani u ležišnoj stijeni (mjerenjam apsorpcije termalnih neutrona ili mjerenjem gama zraka koje nastaju pri njihovoj apsorpciji), može se predvidjeti SIGMA ležišne stijene i sigma ležišnog fluida (Slika 7.).



Slika 7. Prikaz volumena stijene

SIGMA se može izraziti sljedećom relacijom:

$$\Sigma_{Log} = (1 - V_{sh} - \phi)\Sigma_{ma} + V_{sh}\Sigma_{sh} + \underbrace{\phi(1 - S_w)\Sigma_h + \phi S_w \Sigma_w}_{\text{Porni prostor}}$$

gdje je:

- S_w - zasićenje vodom
- f - poroznost
- V_{sh} - volumen gline
- S_{log} - izmjerena SIGMA

- S_w - SIGMA slojne vode
- S_h - SIGMA ugljikovodika
- S_{sh} - SIGMA gline
- S_m - SIGMA stijenskog matriksa

Iz gornje formule je vidljivo koje sve potrebne parametre treba poznavati da bi se napravila interpretacija preostalog zasićenja ugljikovodicima. Prije svega treba postojati petrofizikalna interpretacija iz mjerenja otvorenog kanala bušotine. Ako je uključeno više od jednog minerala u stijenskom matriksu u značajnijoj količini tada on također treba biti izračunat, poglavito ako postoji značajna razlika vrijednosti SIGME ta dva minerala. Uz petrofizikalnu analizu, potrebno je poznavati i sljedeće pokazatelje:

SIGMU slojne vode, koja ovisno o salinitetu može biti od 25 c.u. za slatku vodu do 130 c.u. i više za slanu slojnu vodu.

SIGMU ugljikovodika, koja je različita za plin i naftu, a tipične vrijednosti su od 5-16 c.u. za plin ovisno o sastavu, tlaku i temperaturi do 16-22 c.u. za naftu ovisno o gustoći i otopljenom plinu.

SIGMU gline, s vrijednostima 20-40 c.u. ovisno o tipu gline.

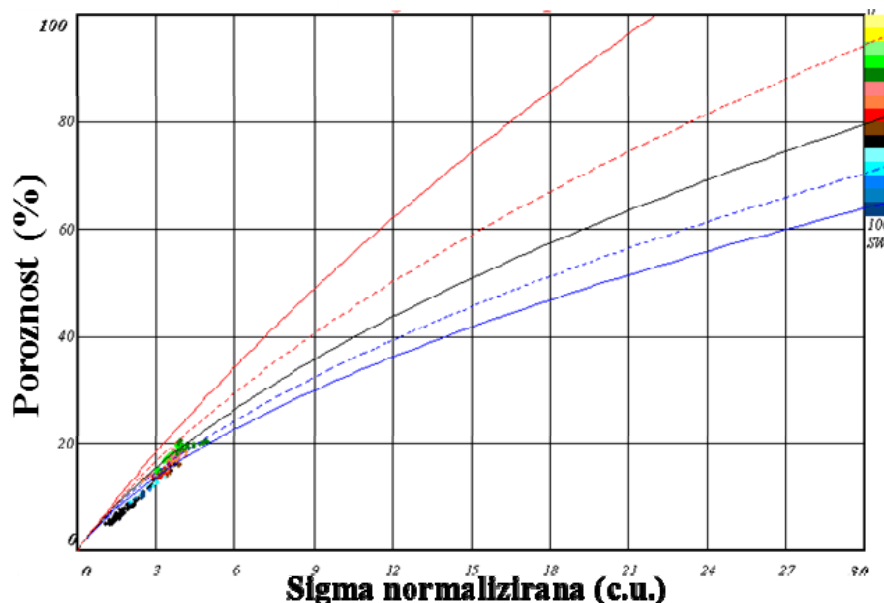
SIGMU matriksa koja je vrlo različita. Ako je više minerala sadržano u stijenskom matriksu, za svaki od njih potrebno je poznavati vrijednost SIGME. Naravno, nije uvijek lako niti moguće koristiti teoretske vrijednosti te je stoga nužno koristiti različite iskustvene vrijednosti. Pri određivanju pokazatelja te za modeliranje i izračun zasićenja vodom koriste se različiti križni dijagrami.

4.2. Izračun zasićenja vodom

Podaci dobiveni Pulsno neutronske mjerenjem obrađuju se programom HWProcTM (Hotwell, 2006.). Programom HWProcTM dobivamo procesiranu SIGMA krivulju, a zatim slijedi interpretacija podataka pomoću programa HWQuantTM i pri tom se izračunava preostalo zasićenje ležišne stijene ugljikovodicima po dubini izmjerenog intervala. Proces izračuna preostalog zasićenja u pornom prostoru ležišne stijene obavlja se grafičkom metodom (Slika 8.). Detalji izračuna zasićenja ugljikovodicima su objašnjeni u doktorskoj disertaciji Čogelja (2011.). Ulazni podaci za ovaj izračun su krivulja poroznosti iz petrofizikalne analize iz nezacijevljenog kanala bušotine i krivulja volumena gline. Sljedeći ulazni podatak je procesirana SIGMA krivulja. Također, koriste se neki pokazatelji kao što su parametri fluida, gline i SIGMA matriksa, koji su neophodni za analizu zasićenja. Konačni rezultat je kvantitativna interpretacija distribucije zasićenja u stijenskom pornom prostoru ležišne stijene.

5. Primjena SIGMA metode i dobiveni rezultati

Tijekom proizvodnog vijeka polja Žutica, kao posljedica kontinuiranog crpljenja nafte te povremenog crpljenja plina iz plinske kape i njegovog utiskivanja u nju, u ležištima ležišne serije A je došlo do pomicanja razdjelnica plin/nafta i nafta/voda. Zbog snižavanja tlaka u plinskoj kapi u pojedinim dijelovima polja i pojedinim ležištima nafta je počela prodirati prema



Slika 8. Križni dijagram poroznosti i normalizirane SIGME (Hotwell GmbH, 2006.)

vršnom dijelu ležišta, u dio pornog volumena u kojem je inicijalno bila plinska kapa.

Isto tako, u vodonapornom režimu crpljenja nafte došlo je do podizanja akvifera u dio pornog prostora koji je inicijalno bio zasićen naftom, odnosno podizanja razdjelnice nafta/voda. Te su se pojave vidjele u proizvodnim rezultatima bušotina, ali prije remontnih radova u sklopu kojih su obavljena karotažna mjerenja, čija analiza i rezultati su opisani u ovom radu nije bilo sustavnog praćenja položaja i pomicanja razdjelnica među fluidima na razini polja.

U sklopu Projekta dodatne razrade polja Žutica tijekom 2017. i prve polovice 2018. godine u 34 bušotine su obavljena pulsno neutronska karotažna mjerenja u svrhu identifikacije preostalih ugljikovodika te praćenja razdjelnica nafta/voda i plin/nafta primjenom SIGMA metode. U većem dijelu tih bušotina ciljevi remontnih radova u smislu raskrivanja i reperforiranja ležišnih intervala te proizvodnih ispitivanja i privođenja proizvodnji su bili u dubljim ležišnim serijama (gama i B) te je iskorišten povoljan trenutak za obavljanje karotažnih mjerenja u ležišnoj seriji A.

Nasuprot tome, u 14 bušotina su, upravo ležišta serije A, bila glavni cilj rudarskih radova pa su u njima rezultati interpretacije SIGME u smislu zasićenja fluidima mogli biti provjereni proizvodnim ispitivanjima. To je ujedno poslužilo kao osnova za kalibraciju metodologije interpretacije, kako bi se postigla njezina veća pouzdanost te kako bi se rezultati interpretacije mjerenja u drugim bušotinama, gdje nije bilo izravne provjere ispitivanjima, mogli smatrati relevantnima.

5.1. Izazovi i ograničenja u primjeni SIGMA metode

Kako je navedeno u prethodnom poglavlju, ulazni pokazatelji izračuna zasićenja pornog prostora stijene ugljikovodicima i vodom temeljem SIGMA metode su izmjerena SIGMA ležišne stijene, poznate vrijednosti SIGME ugljikovodika (nafta, plin) u danim uvjetima, vode poznatog saliniteta, pojedinih minerala i lapora/gline te volumni udjeli svake od navedenih komponenti i poroznost iz petrofizikalne analize.

Iako se interpretacija temelji na naizgled jednostavnoj matematičkoj relaciji, u realizaciji ovog projekta smo se suočili s nekoliko izazova od kojih svaki pojedinačno predstavlja poteškoću, a njihova kombinacija čini interpretaciju vrlo zahtjevnom. Ti izazovi, načini njihovog rješavanja te spoznaje stečene tijekom njihovog svladavanja opisani su i objašnjeni u nastavku.

Slojne vode u Panonskom bazenu u Hrvatskoj su generalno niskog saliniteta, u ležišnoj seriji A na polju Žutica u rasponu 14 – 18 g/l ekvivalenta NaCl-a. Voda tako niskog saliniteta ima nisku vrijednost SIGME, samo nekoliko c.u. višu od SIGME nafte. Zbog toga SIGMA nije idealna veličina za razlučivanje tih fluida, posebno kad se ima u vidu da fluidi o kojima je riječ ispunjavaju relativno mali postotak volumena stijene, odnosno njegov porni prostor koji obično čini do dvadesetak posto stijenske mase, te da je maksimalni iscrpak nafte daleko od stopostotnog, odnosno da u dijelu ležišta koje smatramo zavodnjanim još uvijek preostaje značajni postotak zarobljene nafte, koja sudjeluje u izmjerenoj SIGMI. Dakle, zamjena nafte vodom u određenom dijelu ležišta mijenja ukupnu SIGMU u vrlo malom postotku.

Druga sastavnica interpretacije, stijenska masa, odnosno minerali koji izgrađuju stijenu, nije ništa manje kompleksna. Pješčenjaci ležišne serije A, kao i drugih ležišnih serija na polju, uglavnom se sastoje od kvarca i tinjaca, među kojima prevladava muskovit. Međutim, analize jezgara, koje su uglavnom rađene za dublju ležišnu seriju gama, a sporadično i u nekim bušotinama serije A, pokazuju da pješčenjaci sadrže i druge minerale, kao što su kalijski feldspati, kalcit, dolomit te ono što je u ovom kontekstu vrlo važno, male volumne udjele teških metala. Vrijednosti SIGME nekih od njih su vrlo visoke u usporedbi sa vrijednostima SIGME ostalih minerala. Najekstremniji primjer je mineral turmalin s vrijednošću SIGME od nekoliko tisuća c.u. (u tablicama različitih servisnih kompanija navode se vrijednosti između 4310 i 7450 c.u.). Zbog toga je mala promjena njegovog volumnog udjela, koji je u redu veličine od nekoliko promila, dovoljna za značajnu promjenu vrijednosti SIGME matriksa.

Matematički bi najkorektnije bilo zasićenje vodom i ugljikovodicima izračunavati iz mjerene SIGME ležišne stijene te poznatih volumnih udjela svih njezinih sastavnih dijelova (pojedini minerali, porni prostor ispunjen fluidima) i njima pripadajućih vrijednosti SIGME. Međutim, u praksi je tako detaljni pristup nemoguć jer ne postoji detaljna volumetrijska analiza stijene u svakoj dubinskoj točki svake bušotine. U većini bušotina zahvaćenih ovim projektom uopće nije bilo jezgrovanja u ležišnoj seriji A, a tamo gdje jezgre postoje nisu rađene detaljne mineraloške analize. U nekoliko bušotina novijeg datuma raspolagali smo petrofizikalnim analizama koje uključuju volumne udjele gline, glavnih minerala matriksa (kvarca i muskovita) te poroznosti, temeljenima na karotažnim

mjerenjima u nezacjvjenom kanalu bušotine koja uključuju karotažu gustoće, neutronske poroznosti te specifičnog električnog otpora, spontanog potencijala, mikrologa i kalipera. U ostalim bušotinama gdje nije bilo karotažnih mjerenja gustoće i neutronske poroznosti petrofizikalne analize sadrže samo volumne udjele gline i matriksa te poroznosti (izračunate na temelju spontanog potencijala metodom PORMAX). Zbog toga je u izračunu zasićenja matriks pješčenjaka predstavljen prosječnom vrijednošću SIGME, čiji je ispravan odabir za pojedine dubinske intervale svakog ležišta ključan zadatak interpretatora, jer o njemu direktno ovisi ispravnost interpretacije zasićenja.

Dodatni problem je predstavljala donekle neujednačena kvaliteta mjerenja. Uočeno je da se s povećanjem broja radnih sati generatora, iako još uvijek u okvirima njegovog deklariranog radnog vijeka, smanjuje broj termalnih neutrona zabilježenih detektorima plitkog i dubokog zahvata (krivulje SSN i LSN) te se povećava vrijednost izmjerene SIGME. Zbog toga izmjerena SIGMA, iako u kvalitativnom smislu karakterizira stijenu i fluide u pornom prostoru, nema potpuno konzistentne vrijednosti pa se u izračunu zasićenja ne može uvijek direktno kombinirati s tabličnim vrijednostima SIGME minerala, odnosno matriksa te fluida koji ispunjavaju porni prostor.

Zbog opisane problematike, za uspješnu procjenu zasićenja fluidima u danim uvjetima, bio je potreban detaljan inženjerski pristup uz značajan udio lokalnog znanja i iskustva koje se tijekom ove intenzivne kampanje mjerenja i analiza postupno razvijalo. Upravo zbog takvih uvjeta, u kojima interpretacija mjerenja nije rutinski zadatak, razumijevanje taložnih elemenata, odnosno njihovih odraza na karotažnim dijagramima, kako dijagramima nezacjvjenog kanala bušotine, tako i SIGME iz pulsno neutronske mjerenja u zacjvjenim bušotinama, pokazalo se važnim elementom ispravnog odabira SIGME matriksa, kao ključnog parametra u izračunu zasićenja fluidima.

5.2. Procjena i karakterizacija ležišne serije A

Najjednostavnija je interpretacija u pješčenjacima kanalskih ispuna, koji su u središnjem dijelu kanala karakterizirani cilindričnim, a u vršnom dijelu u nekim slučajevima zvonolikim oblikom krivulja SP, GR i SIGMA. Kako se uglavnom radi o čistim pješčenjacima s vrlo niskim udjelom siltitne i glinovite komponente u analizi su za SIGMU matriksa korištene standardne vrijednosti za kvarcno-tinčaste pješčenjake (11 – 12 c.u.). Te su vrijednosti malo varirane prema višim

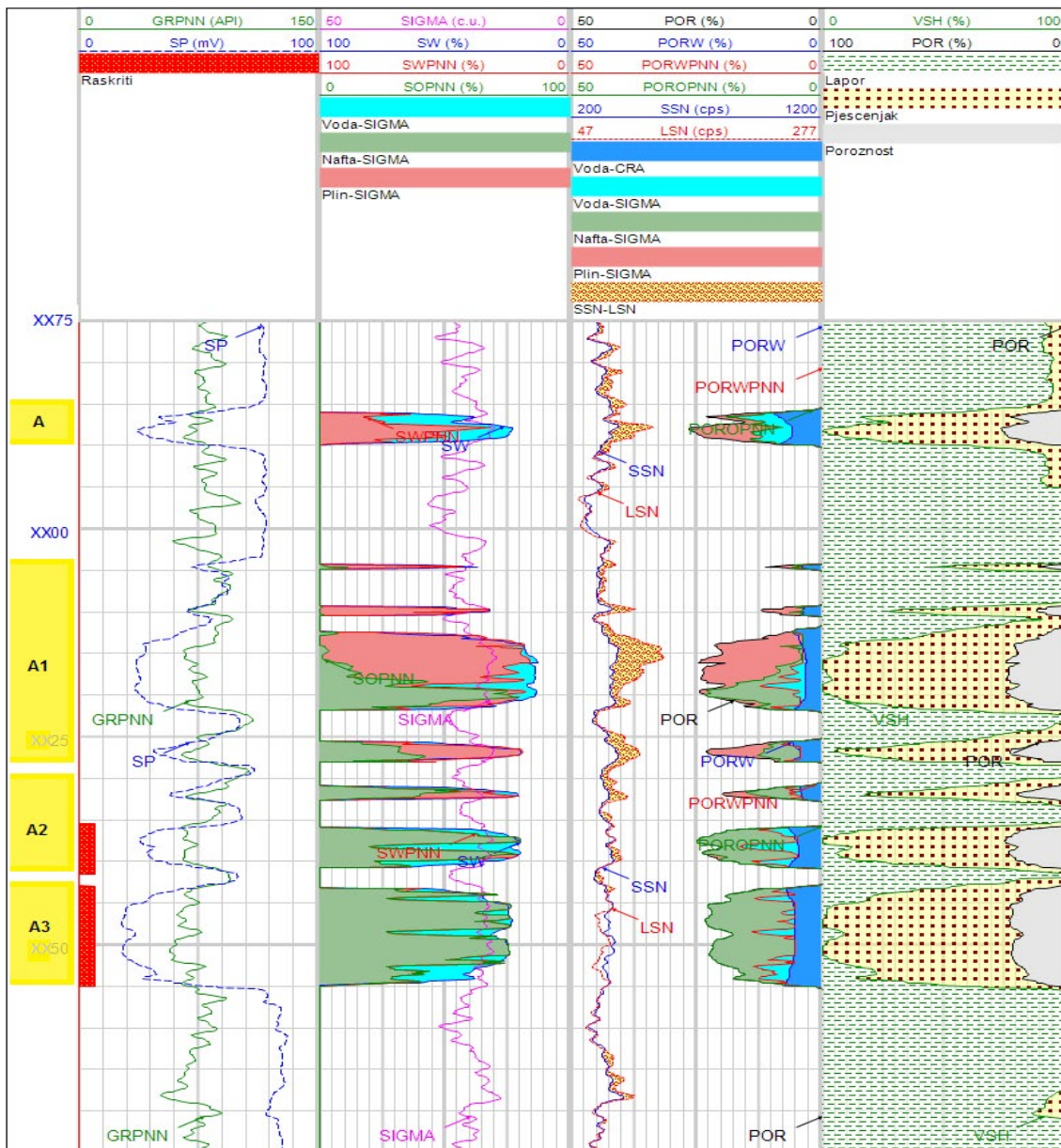
vrijednostima (13 – 14 c.u.) u vršnim dijelovima pješčenjačkih tijela, gdje kanalski sedimenti prelaze u taloge nasipa u slučajevima kada je to indicirano višim vrijednostima krivulja SP, GR i SIGMA, odnosno njihovim zvonolikim oblikom.

Ležišta A3 do A1 u bušotini 11, čija je interpretacija zasićenja SIGMA metodom u kombinaciji s petrofizikalnom analizom dijagrama nezacjvjenog kanala bušotine prikazana na Slici 9., dobar su primjer kanalskih pješčenjaka, vjerojatno s prijelazom prema sedimentima nasipa u vršnom dijelu ležišta A1 te moguće prema turbiditnim lobovima u vršnom dijelu A2. Nakon obavljenog mjerenja te interpretacije SIGMA metodom za raskrivanje i ispitivanje su odabrani ležišni intervali u naftnom zasićenju. Ispitivanjima je dobiven dotok čiste nafte prikazano u Tablici 1., nakon čega je bušotina priključena na proizvodni sustav.

Ova bušotina je, također, dobar primjer dodatne spoznaje koja je proizašla iz ove analize, koja nije bila očekivana niti zadana u fazi planiranja projekta. Naime, gledajući sedimentološku sliku te raspodjelu zasićenja proizašlu iz analize SIGMA metodom, nameće se zaključak da bi pješčenjačko tijelo koje se prema važećoj ležišnoj zonaciji smatra podinskim tijelom ležišta A1 trebalo predstavljati krovinski dio ležišta A2.

Talozi nasipa, karakterizirani nazubljenim i zvonolikim oblikom krivulja SP, GR i SIGMA, predstavljali su puno veći izazov za interpretaciju. Zbog njihove heterogenosti u sedimentološkom i mineraloškom smislu trebalo je obratiti veliku pozornost odabiru SIGME matriksa za pojedine ležišne zone. Tu su se vrijednosti kretale od gornje granice onih korištenih kod kanalskih pješčenjaka do vrijednosti 15– 16 c.u., a u najekstremnijim slučajevima visoko siltoznih i zalaporednih vršnih dijelova ležišta i do 20 c.u. Zbog visokog stupnja heterogenosti, koja se odražava na izgledu karotažnih krivulja u analizama, bila je potrebna detaljna zonacija te pažljiv odabir vrijednosti SIGME matriksa za pojedine zone.

Kao primjer taloga nasipa mogu poslužiti ležišta serije A u bušotini 5 (Slika 10.). Nakon analize SIGMA metodom raskriveno je i ispitano ležište A3 u kojem se očekivalo naftno zasićenje. Rezultati ispitivanja su bili iznenađujući. Dobiven je samo mali dotok plina bez tekuće faze. Budući da se kod pulsno neutronske mjerenja distinkcija plinske i tekuće faze radi na temelju separacije neutronske krivulja plitkog i dubokog zahvata (SSN-LSN), koja je u tom ležištu neznatna te ne indicira značajno plinsko zasićenje, nemamo jasnog objašnjenja za nepodudarnost rezultata analize i ispitivanja. Mogući odgovori su netipičan omjer dviju



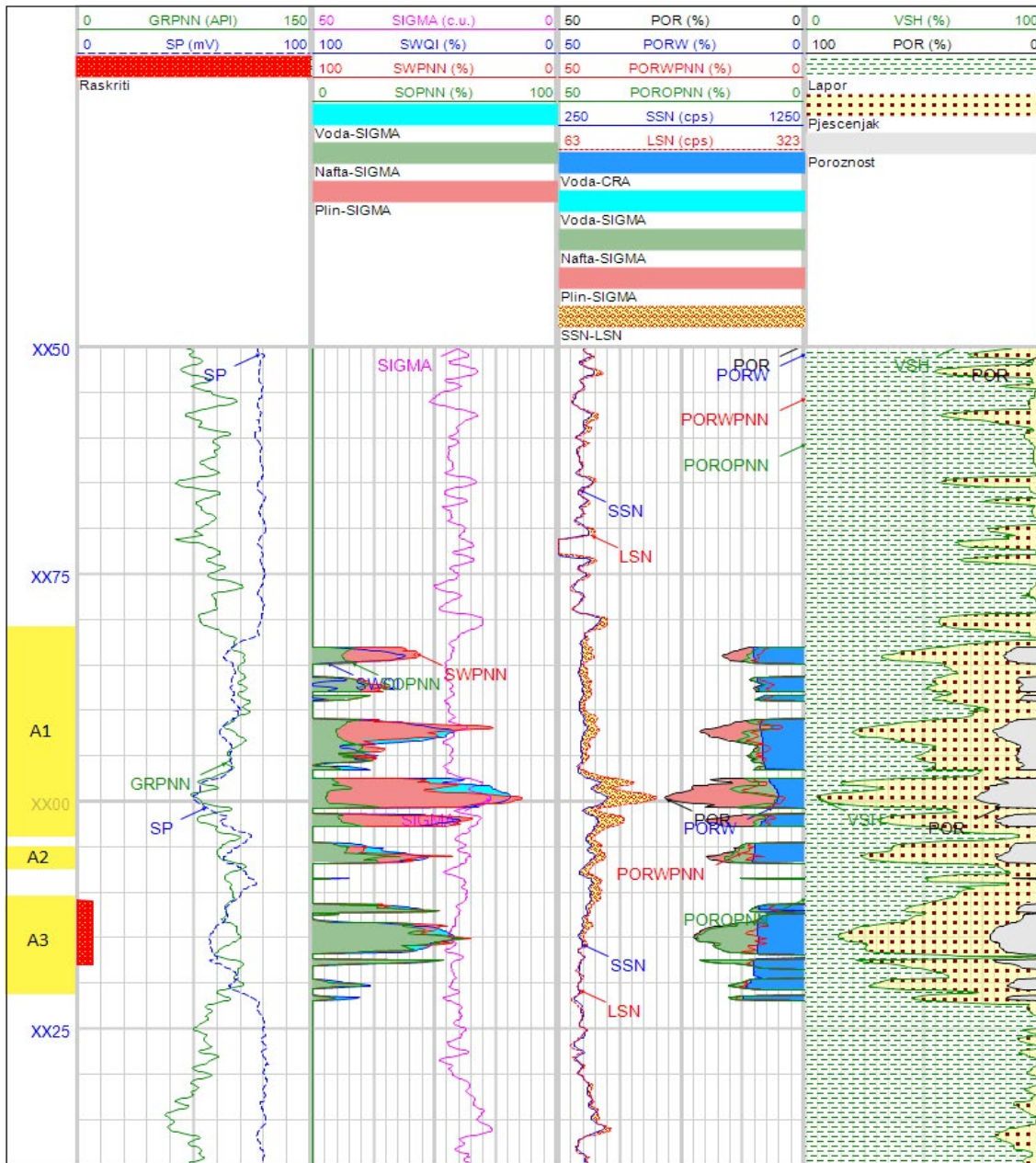
Slika 9. Procjena zasićenja SIGMA metodom u ležišnoj seriji A u bušotini 11

(Oznake u zaglavlju: GRPNN - Gamma Ray iz pulсно neutronskog mjerenja, SP - spontani potencijal, SIGMA - SIGMA, SW - zasićenje vodom iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, SWPNN - zasićenje vodom iz SIGMA analize, SOPNN - zasićenje naftom iz SIGMA analize, POR - poroznost iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, PORW - poroznost zasićena vodom iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, PORWPNN - poroznost zasićena vodom iz SIGMA analize, POROPNN - poroznost zasićena naftom iz SIGMA analize, SSN - krivulja neutrona plitkog zahvata, LSN - krivulja neutrona dubokog zahvata, VSH - volumen lapora iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, Voda/nafta/plin-SIGMA - udio vode/nafte/plina u zasićenju iz SIGMA analize, Voda-CRA - udio vode u zasićenju iz analize dijagrama nezacjeljene bušotine)

neutronske krivulje zbog mineraloškog utjecaja u nehomogenom glinovito-siltoznom pjesčenjaku, niska propusnost ležišta za tekuću fazu, uz još uvijek dovoljnu za mali dotok plina te izakolonska komunikacija (koja prema analizi mjerenja kvalitete cementne veze nije vjerojatna). Budući da je kod ispitivanja bilo raskriveno samo ležište A3, dok su plića ležišta u kojima analiza pokazuje plinsko zasićenje ostala netaknuta iza

kolone zaštitnih cijevi, ovdje ne dolazi u obzir sumnja u moguće propuštanje pakera, što je bio jedan od mogućih uzroka nepodudarnosti rezultata analiza i ispitivanja u nekim drugim slučajevima.

Kod turbiditnih lobova karakteriziranih ljevkastim ili simetričnim oblikom krivulje SP, GR i SIGMA, tijekom analize je također bila potrebna pažljiva zonacija te odabir vrijednosti SIGME matriksa od



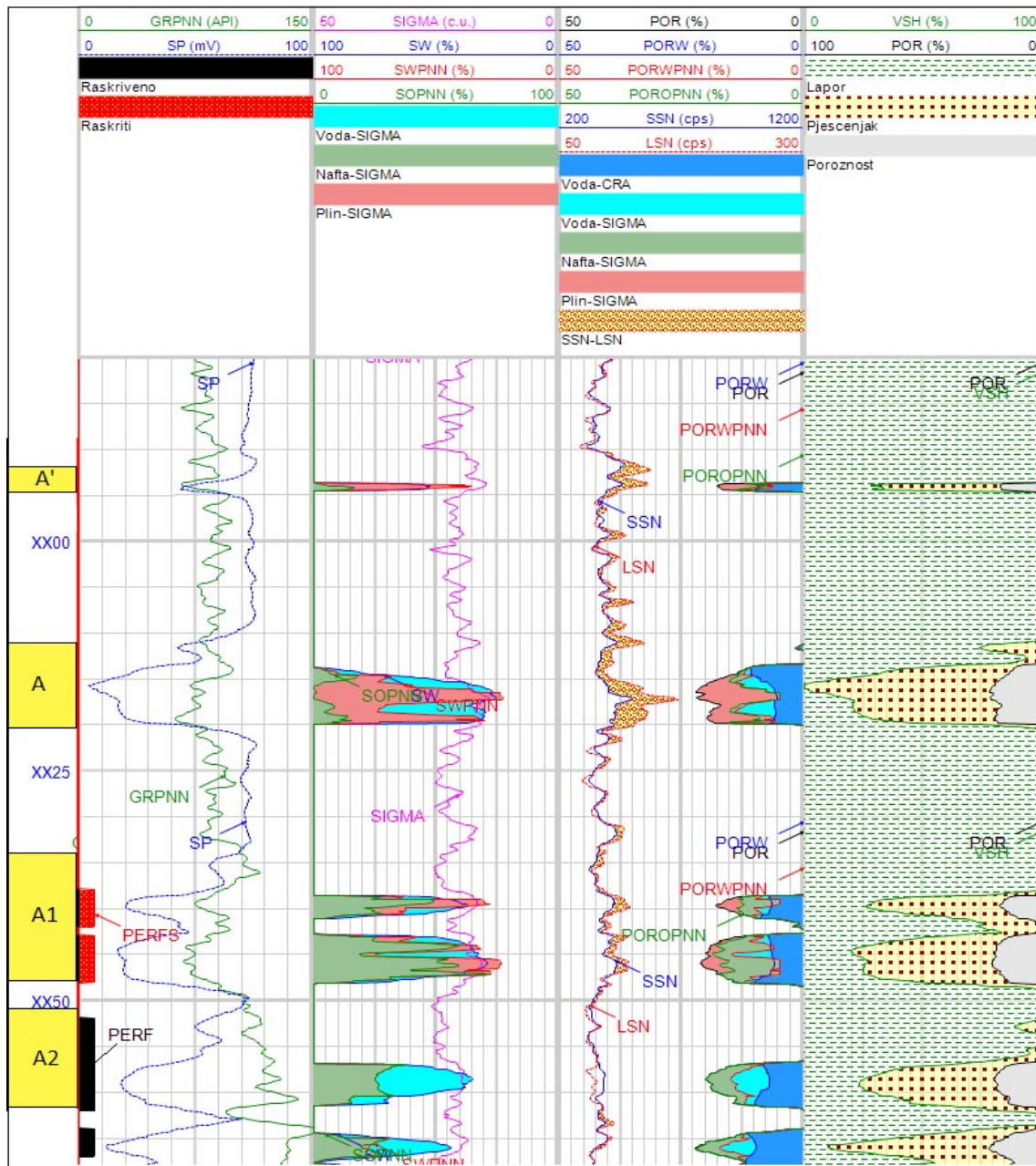
Slika 10. Procjena zasićenja SIGMA metodom u ležišnoj seriji A u bušotini 5

(Oznake u zaglavlju: GRPNN – Gamma Ray iz pulсно neutronskog mjerenja, SP – spontani potencijal, SIGMA – SIGMA, SWQI – zasićenje vodom iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, SWPNN – zasićenje vodom iz SIGMA analize, SOPNN – zasićenje naftom iz SIGMA analize, POR – poroznost iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, PORW – poroznost zasićena vodom iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, PORWPNN – poroznost zasićena vodom iz SIGMA analize, POROPNN – poroznost zasićena naftom iz SIGMA analize, SSN – krivulja neutrona plitkog zahvata, LSN – krivulja neutrona dubokog zahvata, VSH – volumen lapora iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, Voda/nafta/plin-SIGMA – udio vode/nafte/plina u zasićenju iz SIGMA analize, Voda-CRA – udio vode u zasićenju iz analize dijagrama nezacjeljene bušotine)

niskih u čistim dijelovima pješčenjačkih tijela do visokih u glinovito-siltoznim dijelovima.

Bušotina 12 (Slika 11.) je primjer bušotine u kojoj je pješčana serija A izgrađena najvećim dijelom od turbiditnih lobova. Na temelju rezultata analize SIGMA metodom raskriveni su intervali ležišta A1 te je testiranjem dobivena nafta, u skladu s očekivanjima.

Ležište A2 je ranije bilo u proizvodnji te je zavodnjeno. Iako se indicacija vodenog zasićenja u ležištu A2 uklapa u saznanje o njegovom zavodnjenju, treba napomenuti da bi rezultati analize vjerojatno pokazali isto i u slučaju da u tom ležištu još uvijek prevladava zasićenje naftom zbog gubitaka radnog fluida (vode) tijekom remontnih radova.



Slika 11. Procjena zasićenja SIGMA metodom u ležišnoj seriji A u bušotini 12

(Oznake u zaglavlju: GRPNN - Gamma Ray iz pulсно neutronskog mjerenja, SP - spontani potencijal, SIGMA - SIGMA, SW - zasićenje vodom iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, SWPNN - zasićenje vodom iz SIGMA analize, SOPNN - zasićenje naftom iz SIGMA analize, POR - poroznost iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, PORW - poroznost zasićena vodom iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, PORWPNN - poroznost zasićena vodom iz SIGMA analize, POROPNN - poroznost zasićena naftom iz SIGMA analize, SSN - krivulja neutrona plitkog zahvata, LSN - krivulja neutrona dubokog zahvata, VSH - volumen lapora iz analize mjerenja u nezacjeljenom kanalu bušotine, Voda/nafta/plin-SIGMA - udio vode/nafte/plina u zasićenju iz SIGMA analize, Voda-CRA - udio vode u zasićenju iz analize dijagrama nezacjeljene bušotine)

U Tablici 1. dan je pregled rezultata analiza pulсно neutronskih mjerenja primjenom SIGMA metode i proizvodnih ispitivanja intervala koji su na temelju njih odabrani. Boje u koloni „Rezultati ispitivanja” znače sljedeće: zeleno - potpuna podudarnost, žuto - djelomična podudarnost, crveno - nepodudarnost rezultata analize i ispitivanja. Tijekom mjerenja i

analiza rasla je razina lokalnog znanja te su analize postajale sve pouzdanije.

Osim neposrednih rezultata ovog projekta u smislu povećanja proizvodnje nafte na polju Žutica, koja je postala mjerljiva već za vrijeme njegovog trajanja, sintezom rezultata analiza karotažnih mjerenja, proizvodnih ispitivanja te mjerenja tlaka, redefinirane su

Tablica 1: pregled rezultata analiza primjenom SIGMA metode i proizvodnih ispitivanja

Bušotina	Rezultati analize	Raskrivena ležišta	Rezultati ispitivanja
1	A3 i A2 zavodnjeni, A1 nafta, djelomično zavodnjeno u donjem dijelu	A1	10 m ³ /dan nafte bez vode
2	A3 i A2 voda, A1 donji dio nafta, gornji dio plin, A voda (iscrpljeno)	A3	zadnji (2.) dan ispitivanja cca. 0,6 m ³ nafte i 0,4 m ³ vode (porast udjela vode u odnosu na 1. dan, po salinitetu slojna voda - zaključak: ležište zavodnjeno)
		A1	cca. 1 m ³ /dan nafte i 1 m ³ /dan vode (bez plina)
3	A3 i A1 nafta+voda	A3 i A1	0,5 m ³ /dan fluida, 80% nafta, 20% voda
4	A3, A2 i A1 voda, A plin	A3	cca. 10 m ³ /dan vode
		A1	cca. 4 m ³ /dan nafte, bez vode
5	A3 nafta, A2 nafta+plin, A1 plin	A3	cca. 3000 m ³ /dan plina na sapnicu 3,5 mm
6	A3 nafta, A2 i A1 plin	A3	klipovanjem cca. 0,9 m ³ /dan nafte s minimalno vode i plina
		A2	eruptivno cca. 20000 m ³ /dan plina i 2,4 m ³ /dan kondenzata
7	A3 i A2 nafta+voda, A1 plin, moguće nešto nafte u donjem dijelu	A3	cca. 6,0 m ³ /dan fluida, od toga 5,0 m ³ vode i 1,0 m ³ /dan nafte
		A2	cca. 2,0 m ³ /dan fluida, od toga 1,5 m ³ /dan vode i 0,5 m ³ /dan nafte
		A2	cca. 0,9 m ³ /dan nafte, bez plina
		A1	cca. 0,9 m ³ /dan nafte, bez plina
8	A3, A2 i A1 voda s nešto nafte, A plin s nešto nafte	A2 i A1	13,2 m ³ /dan vode + 0,2 m ³ /dan nafte klipovanjem
		A2	5,9 m ³ /dan vode klipovanjem
9	A3 i A2 voda, A1 plin+voda, A i A' voda+plin	A1	cca. 4,5 m ³ /dan vode
10	A3 i A1 voda s tragovima ugljikovodika	A3 i A1	3 m ³ /dan vode
11	A3 i donji dio A2 nafta, vrh A2 i A1 plin, A nešto plina (djelomično iscrpljeno?)	A3 i A2	klipovanjem uz povremeno erupiranje cca. 8 m ³ /dan nafte bez vode
12	A2 voda, A1 nafta s nešto plina, A i A' plin	A1	cca. 3,5 m ³ /dan nafte
13	A3 nafta+nešto plina u vršnom dijelu, u A1 i A plin	A3	eruptivno 16,6 m ³ dan nafte + 1050 m ³ /dan plina
14	A3, A2, A1 i A plin, moguće nešto tekuće faze u donjem dijelu A3	A3	plin s nešto tekuće faze

razdjelnice plin/nafta i nafta/voda u ležištima serije A, što je značajno za optimizaciju sadašnjeg i budućeg crpljenja. Pritom su potvrđene pretpostavke o podizanju nafte u prostor originalne plinske kape u nekim dijelovima pojedinih ležišta te prodoru vode u donje dijelove ležišta koja su inicijalno bila u naftnom zasićenju. Također su dobivene nove spoznaje o komunikaciji i barijerama među različitim dijelovima ležišta na polju te u nekim slučajevima naznake o potrebnim promjenama ležišne zonacije. Geološka sinteza, koja je dijelom još u tijeku, rezultat će novim strukturnim kartama

ležišta serije A što će dati dodatni doprinos njihovoj sustavnoj eksploataciji.

6. Zaključak

S ciljem povećanja iscrpka na naftno-plinskom polju Žutica u posljednje dvije godine provedena su brojna pulsno neutronska karotažna mjerenja unutar pješćane serije A. Pješćana serija A podijeljena je na više taložnih

jedinica (A', A, A1-A3), a svaka od taložnih jedinica izgrađena je od osnovnih taložnih elemenata i to:

- 1) distribucijskih kanala,
- 2) nasipa i
- 3) probojnih lepeza/lobova.

Krupnozrnastiji pješčani detritus taložen je unutar distribucijskih kanala, a sitnozrnastiji je odlagan duž nasipa. Povremeno su, uslijed intenzivnijeg donosa klastičnog materijala, pješčenjaci taloženi i u obliku probojnih lepeza/lobova. Distribucijski kanali su izgrađeni uglavnom od amalgamiranih i masivnih pješčenjaka. Karakterizira ih cilindrični/zvonoliki SP log motiv. Nasipe izgrađuju slojeviti pješčenjaci, siltiti i lapori, odlikuju se najčešće zvonolikim SP log motivom. Taloge probojnih lepeza čine pješčenjaci različitih litofacijesa i siltiti te uglavnom imaju ljevkastu/simetričnu SP log motiv.

Primjenom SIGMA metode u većem broju bušotina polja Žutica, od kojih su u dijelu njih obavljena proizvodna ispitivanja u kombinaciji s mjerenjima tlaka, utvrđeno je trenutno stanje zasićenja fluidima te su redefinirane razdjelnice plin/nafta i nafta/voda. SIGMA metoda se temelji na interpretaciji stupnja zaostajanja neutrona u ležišnim stijenama. Zbog različitog stupnja heterogenosti svaki od taložnih elemenata karakteriziran je različitim vrijednostima SIGME. Središnji dijelovi kanala kao i središnji dijelovi lobova odlikuju se ujednačenom veličinom zrna, odsutnošću glinovite komponente te su time i vrijednosti poroznosti i propusnosti najveće. U sekvencijama u kojima je učestala izmjena tanjih slojeva pješčenjaka s više i manje glinovite komponente,

siltita i lapora (nasipi, rubni dijelovi lobova) procjena zasićenja ugljikovodicima je opterećena mineralnim sastavom pješčenjaka, odnosno povećanim sadržajem tinjaca i gline. Pažljivom primjenom SIGMA metode, uzimajući u obzir utjecaj svih komponenti u sastavu stijene, dobiva se detaljnija i realnija procjena zasićenja u odnosu na analizu karotažnih mjerenja nezacjeljenog kanala bušotine starije generacije kakva su raspoloživa u bušotinama na polju Žutica.

Izazovi u vidu nepovoljnog saliniteta slojne vode, heterogenosti ležišnih stijena te neujednačene kvalitete mjerenja prevladani su sustavnim inženjerskim pristupom i konstantnim povećavanjem baze lokalnog znanja i njegove primjene tijekom kampanje mjerenja i analiza. Uz veći broj ležišnih intervala u kojima je zasićenje dobiveno iz SIGMA metode potvrđeno proizvodnim ispitivanjima u nekoliko slučajeva ispitivanja su donijela neočekivane rezultate. Tu se uglavnom radilo o heterogenim ležištima s povećanim udjelom siltozne i glinovite komponente, a analize su rađene u trenutku kad je količina lokalnog znanja i iskustva u takvim uvjetima bila skromnija. Takvi trenutni neuspjesi, zajedno s dosta brojnijim uspjesima, doprinijeli su daljnjem poboljšanju metodologije interpretacije.

Osim podataka o preostalome zasićenju naftom i plinom u ležištima serije A te sadašnjem položaju razdjelnice plin/nafta i nafta/voda, dobivene su nove spoznaje o komunikaciji i barijerama među različitim dijelovima ležišta na polju te naznake o potrebnim promjenama ležišne zonacije. Sinteza diobivenih rezultata, uz integraciju sa seizmičkim podacima, trebala bi poslužiti kao osnova za izradu novog, poboljšanog geološkog modela ležišne serije A.

Literatura

1. ČOGELJA, Z.: Identifikacija preostalih ugljikovodika u ležištu karotažom pobuđene radioaktivnosti, –Unpub. PhD Thesis, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb, Zagreb, 2011, 159 p.
2. ČOGELJA, Z. & KOSOVEC, Z.: Procjena zasićenja ugljikovodicima u ležištu uporabom puls-neutron metoda [*Hydrocarbon formation evaluation in reservoir using puls-neutron methods*], 5. međunarodni znanstven-stručni skup o naftnom gospodarstvu, Šibenik, Hrvatska, rujan-listopad 2009.
3. HOTWELL Ges.m.b.H: Pulse Neutron – Neutron System, Klingenberg, Austria, 2006.
4. MALVIĆ, T. & VELIĆ, J.: Neogene Tectonics in Croatian Part of the Pannonian Basin and Reflectance in Hydrocarbon Accumulations. –In: SCHATTNER, U. (ed.): *New Frontiers in Tectonic Research: At the Midst of Plate Convergence*, InTech, Rijeka, 2011, 352 p.
5. READING, H. G. & RICHARDS, M.: Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1994, 78, 702-822.
6. RIDER, M. H.: *Geological interpretation of well logs*: -John Wiley and sons, New York NY, 1986, 175 p.
7. SMOLEN, J. J., *Cased Hole and Production Log Evaluation*, PennWell, Tulsa, USA, 1995.
8. ŠIMON, J.: Prilog stratigrafiji u taložnom sustavu pješčanih rezervoara Sava-grupe mlađeg tercijara u Panonskom bazenu sjeverne Hrvatske [*Contribution to stratigraphy of sandstone reservoirs depositional system in the Sava Group sediments in Late Tertiary of Pannonian basin in the Northern Croatia – in Croatian*]. –Unpub. PhD Thesis, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb, Zagreb, 1980, 66 p.
9. VRBANAC, B.: Palaeostructural and sedimentological analyses of Late Pannonian sediments of Ivanić Grad formation in the Sava depression. –Unpubl. PhD Thesis, Faculty of Natural Sciences, Geol. Dep. Univ. Zagreb, Zagreb, 1996, 303 p.