

Laboratorijsko ispitivanje i simulacija procesa taloženja parafina u naftnoj bušotini polja Turija u Vojvodini

Dušan Š. Danilović¹, Vesna D. Karović Maričić¹, Radmila M. Šećerov Sokolović², Dejan D. Ivezić¹, Marija A. Živković¹

¹Rudarsko–geološki fakultet, Univerzitet u Beogradu, Beograd, Srbija

²Tehnološki fakultet, Univerzitet u Novom Sadu, Novi Sad, Srbija

Izvod

U radu su prikazani rezultati eksperimentalnog istraživanja i simulacije parametara koji utiču na intenzitet i zonu taloženja parafina u naftnim bušotinama. Analiza je urađena za parafinsku naftu sa naftnog polja Turija. Eksperimentalno je određen intenzitet taloženja parafina tokom vremena. Simulacijom pomoću softvera PipeSim analiziran je uticaj promene vrednosti temperaturnog gradijenta, protoka fluida i sadržaja gasa u nafti na promenu zone taloženja parafina. Dobijeni rezultati mogu se koristiti za određivanje optimalnih radnih parametara, kao što su učestalost struganja kod mehaničkih metoda i temperature i snage zagrevanja grejnog kabla kod termičkih metoda uklanjanja nataloženog parafina.

Ključne reči: parafinska nafta; taloženje; bušotina; simulacija; zona taloženja.

Dostupno na Internetu sa adrese časopisa: <http://www.ache.org.rs/HI/>

Problem taloženja parafina pri proizvodnji parafinske nafte bio je predmet značajnog broja naučnih istraživanja. Istraživanja su se najčešće bazirala na eksperimentima u laboratoriji u kojoj su simulirani uslovi taloženja parafina u bušotini [1]. Eksperimentalnim praćenjem taloženja parafina utvrđen je njihov uticaj na smanjenje protoka fluida [2,3]. Proučavan je intenzitet taloženja u funkciji temperature stinjanja [4]. Analiziran je i intenzitet taloženja parafina u funkciji broja ugljovodonikovih atoma prisutnih u njihovoj strukturi [5], kao i taloženje parafina u funkciji vremena pri različitim radnim uslovima [6–9]. Poznato je da sadržaj parafina sa brojem ugljovodonikovih atoma C_{18} – C_{36} , kao i naftena sa brojem ugljenikovih atoma C_{30} – C_{60} , ima dominantan uticaj na tačku tečenja nafte. Pri određenoj temperaturi i pritisku navedeni ugljovodonici prelaze u čvrst oblik formirajući kristale sa makrokristalnom (parafini) ili mikrokristalnom (nafteni) strukturom. Uticaj sadržaja parafina na reološke osobine domaće nafte je takođe bio predmet istraživanja. Zbog visokog sadržaja parafina, a nekad i asfaltena, one mogu da se ponašaju ne samo kao njutnovski fluidi već i kao pseudoplastični, ili čak i kao bingamov fluid [10–12]. Takve nafte često imaju visoku tačku stinjanja, ponekad i iznad 30 °C koja utiče na povećanje taloženja parafina. Većina domaćih nafte sa visokim stiništem kada se izloži uticaju pulzirajućeg elektromagnetnog polja (pri određenoj frekvenciji) pokazuje značajno nižu viskoznost, promenu gustine [13–14], a dolazi i do smanjenja taloženja para-

fina. Zbog toga je eksperimentalno istraživanje prikazano u ovom radu, rađeno sa ciljem utvrđivanja intenziteta taloženja parafina za naftu sa naftnog polja Turija.

Pri proizvodnji parafinskih nafte dolazi do taloženja parafina u gornjem delu bušotine koji se naziva zona taloženja. Dužina zone taloženja varira od nekoliko stotina metara do 800 metara u zavisnosti od temperaturnog gradijenta, protoka fluida i sadržaja gasa u nafti. Za rešavanje problema taloženja parafina tokom proizvodnje parafinske nafte, danas se primenjuju različite metode: hemijske, mehaničke i termičke [15–17]. Njihova primena zahteva precizno definisanje zone taloženja parafina.

Kod hemijskih metoda [18–20] aditivi se utiskuju najčešće na dnu bušotine ili znatno niže od zone taloženja parafina radi boljeg efekta mešanja sa naftom i početka delovanja pri višim temperaturama. Zbog toga kod hemijskih metoda nije potrebno precizno odrediti zonu taloženja parafina. Međutim, kod primene mehaničkih i termičkih metoda [16,17,21,22] neophodno je precizno definisati zonu taloženja parafina u bušotini zbog uspešnog uklanjanja nataloženog parafina i racionalne potrošnje energije.

Mehaničko uklanjanje parafina obavlja se strugačem koji se kreće duž bušotine gore-dole. Ako se strugač ne spusti dovoljno duboko u bušotinu da očisti celokupan nataloženi parafin ostaće deo koji može uzrokovati probleme u toku procesa proizvodnje zbog daljeg taloženja i blokade protoka. Nasuprot tome, ako se strugač spušta dublje u bušotinu nego što je potrebno, troši se više energije za njegovo podizanje.

Kod termičkih metoda [16,17,21] najčešće se primenjuje grejni kabl za zagrevanje zone u kojoj dolazi do taloženja parafina, pa instaliranje kraćeg grejnog kabla ima slične efekte kao i u slučaju neadekvatno prime-

NAUČNI RAD

UDK 553.982(497.113):66

Hem. Ind. 65 (3) 249–256 (2011)

doi: 10.2298/HEMIND101228007D

Prepiska: D. Danilović, Rudarsko–geološki fakultet, Đušina 7, 11000 Beograd, Srbija.

E-pošta: danilovic@rgf.bg.ac.rs

Rad primljen: 28. decembar, 2010

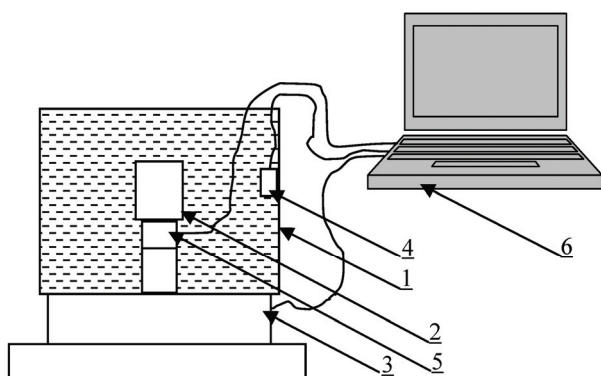
Rad prihvaćen: 4. februar, 2011

njene mehaničke metode. Instaliranje dužeg grejnog kabla od potrebnog ima za posledicu znatno veću potrošnju električne energije.

Na domaćim naftnim poljima strugač se primenjuje na preko 300 bušotina. Da bi se optimizirao rad strugača neophodno je precizno odrediti zonu i intenzitet taloženja parafina. Primena uređaja za termičko uklanjanje parafina iz tubinga je još u početnoj fazi [16,17,23]. Da bi se uspešno vodila proizvodnja i primenile adekvatne metode za kontrolisanje taloženja parafina na naftnom polju Turija sever, u ovom radu proučavani su parametri koji utiču na zonu taloženja parafinskih nafti u bušotinama: temperaturni gradijent, protoka fluida i sadržaja gasa u nafti.

OPIS MERENJA

Za određivanje mase istaloženog parafina u funkciji vremena pri različitim temperaturama korišćen je laboratorijski uređaj, prikazan na slici 1. Sastavni delovi uređaja su: sud sa naftom – 1, metalni cilindar – 2, grejna ploča – 3, senzor za merenje temperature – 4, senzor za merenje težine – 5 i računar – 6. Senzor za merenje težine ima mogućnost merenja do 10 mg, što obezbeđuje dovoljnu tačnost merenja.



Slika 1. Šematski prikaz laboratorijskog uređaja. 1 – sud sa naftom, 2 – metalni cilindar, 3 – grejna ploča, 4 – senzor za merenje temperature, 5 – senzor za merenje težine, 6 – računar.

Figure 1. Schematic of laboratory equipment. 1 – oil tank, 2 – metal cylinder, 3 – heater, 4 – sensor for temperature measurement, 5 – sensor for weight measurement, 6 – computer.

Određivanje mase istaloženog parafina se obavlja pomoću metalnih cilindara poznate težine (30 g). Metalni cilindar se spušta u sud sa naftom koji je prethodno zagrejan na zadatu temperaturu merenja. Računar preko senzora temperature koji se nalazi u sudu sa naftom, reguliše zagrevanje i održavanje konstantne temperature. Metalni cilindar se zadržava u sudu sa naftom 20 min. Masa istaloženog parafina predstavlja razliku između mase metalnog cilindra pre i nakon završetka merenja. Merenja se ponavljaju na isti način za

više temperatura i uvek na svežem uzorku jednake količine nafte (200 ml). Eksperimentalno je utvrđeno da minimalno vreme merenja mora biti 20 min da bi se dobili reprezentativni podaci. Temperaturni opseg u kome se izvode merenja kreće se od temperature stinjanja nafte do temperature koja je za najmanje 30 °C viša od nje. Izuzetno je važno da se u temperaturnom opsegu neposredno iznad temperature stinjanja izvede veći broj merenja. U zavisnosti sa kolikom tačnošću se želi dobiti kriva taloženja parafina, određuje se broj potrebnih merenja, kao i temperature pri kojima će se merenja obavljati.

Za istraživanje uticaja temperaturnog gradijenta, protoka fluida i sadržaja gasa u nafti na zonu taloženja primenjen je softverski paket PipeSim [24], najsavremeniji softver u svetu za simulaciju uslova pri promeni protoka nafte, gasa i vode kroz bušotinu. Program omogućava izračunavanje različitih parametara (pada pritiska i temperature, gasnog faktora, protoka fluida i dr.) simulirajući realne uslove pritiska i temperature u bušotini.

REZULTATI I DISKUSIJA

Analiza broja radnih dana bušotine godišnje

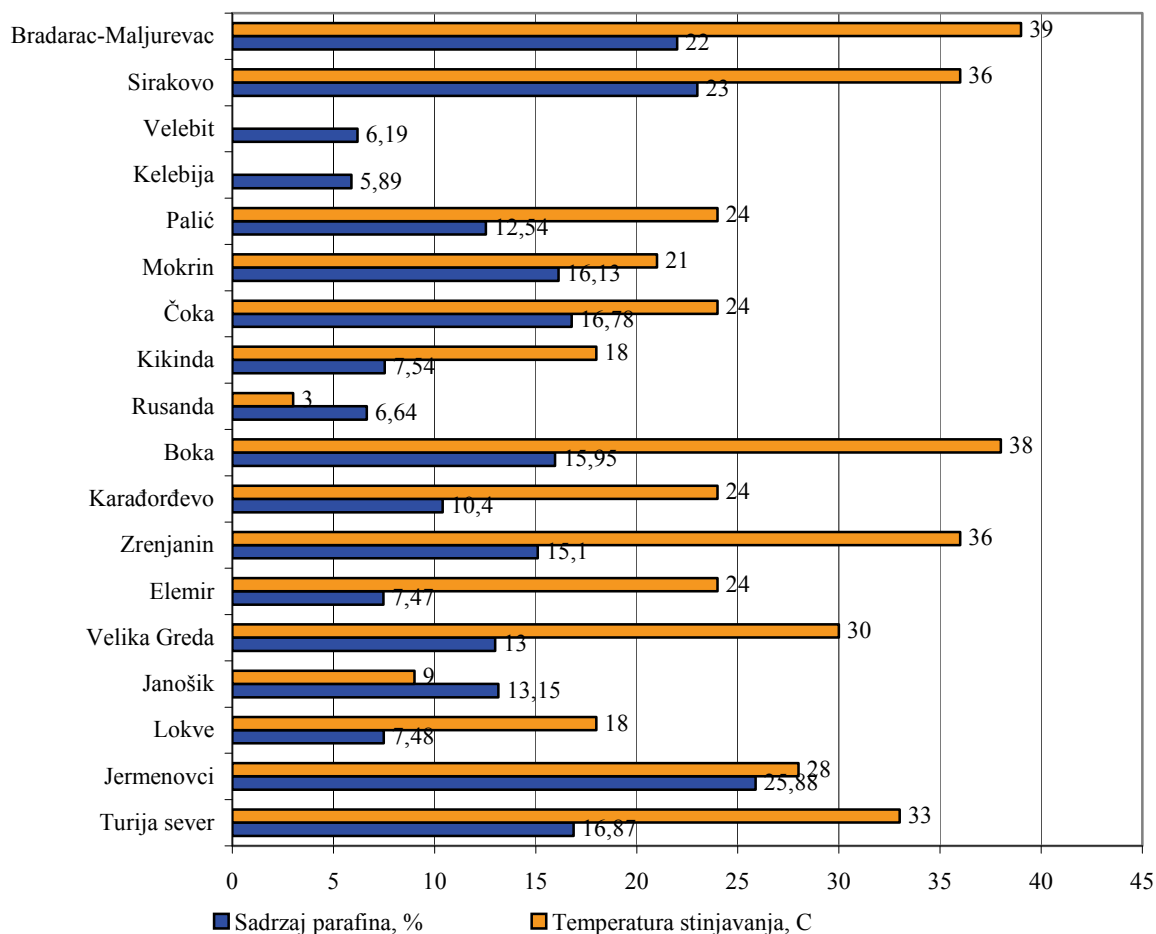
Specifične karakteristike parafinske nafte (temperatura stinjanja, taloženje i dr.) mogu uzrokovati probleme u toku proizvodnog procesa, što najbolje ilustruju podaci prosečnog broja radnih dana bušotine u toku godine. Prosečan broj radnih dana po bušotini na naftnom polju Velebit (polje sa naftenskom naftom) iznosi 360 dana, dok je na polju Turija (polje sa visokoparafinskom naftom) prosečan broj radnih dana po bušotini 313 dana. Kod drugih polja sa parafinskom naftom broj radnih dana se kreće od 320 do 345 [25]. Nepovoljne karakteristike protoka visokoparafinskih nafti su razlog smanjenja broja radnih dana u toku godine, što se direktno odražava i na smanjenje proizvedene količine nafte.

Analiza pokazuje da srednji ostvareni procenat radnih dana u toku godine za polja koja proizvode visoko parafinsku naftu iznosi 90%, dok se za polja sa naftom sa srednjim sadržajem parafina kreće oko 95% [25].

Analiza uticaja sadržaja parafina na njihovo taloženje

U Srbiji 70% proizvedene nafte pripada parafinskom tipu, od čega su preko 25% nafte sa visokim sadržajem parafina. Ove nafte karakterišu se i visokim vrednostima temperature stinjanja. Na slici 2 prikazane su vrednosti sadržaja parafina i temperature stinjanja nafte sa naftnih polja u Srbiji [25,26]. Nafte sa naftnih polja Velebit i Kelebija imaju niske temperature stinjanja od –30 i –18 °C, pa zato njihove vrednosti nisu prikazane na slici 2.

Nafta sa naftnog polja Turija ima prosečnu gustinu 885 kg/m³, viskoznost 0,109 mPa·s dok se sadržaja pa-



Slika 2. Sadržaj parafina i vrednosti temperature stinjanja sirove nafte sa naftnih polja u Srbiji.
Figure 2. Paraffin content and pure point of crude oil from the oil fields in Serbia.

rafina kreće od 5 do 25%. Temperatura stinjanja varira od 18 do 39 °C. Analiza uticaja sadržaja parafina na intenzitet taloženja prikazana je na slici 3. Prikazane krive (slika 3) dobijene su laboratorijskim merenjem istaloženog parafina pri različitim vrednostima temperatura za četiri različite vrednosti sadržaja parafina u nafti. Urađena analiza pokazuje da povećanje sadržaja parafina direktno uzrokuje povećanje mase istaloženog parafina, što je bilo očekivano.

Sa dijagrama prikazanog na slici 3 može se videti da proces kristalizacije parafina počinje na temperaturi od oko 65 °C, nakon čega nastupa usporeno izdvajanje parafina, odnosno njegovo taloženje. Intenzivno taloženje parafina počinje pri temperaturi od 57 °C za naftu sa sadržajem parafina od 25%, dok kod nafte sa sadržajem parafina od 5% počinje pri temperaturi od 55 °C. Za naftu sa sadržajem parafina od 5% u bušotini treba obezbediti temperaturu fluida od 50 °C kako ne bi došlo do taloženja parafina.

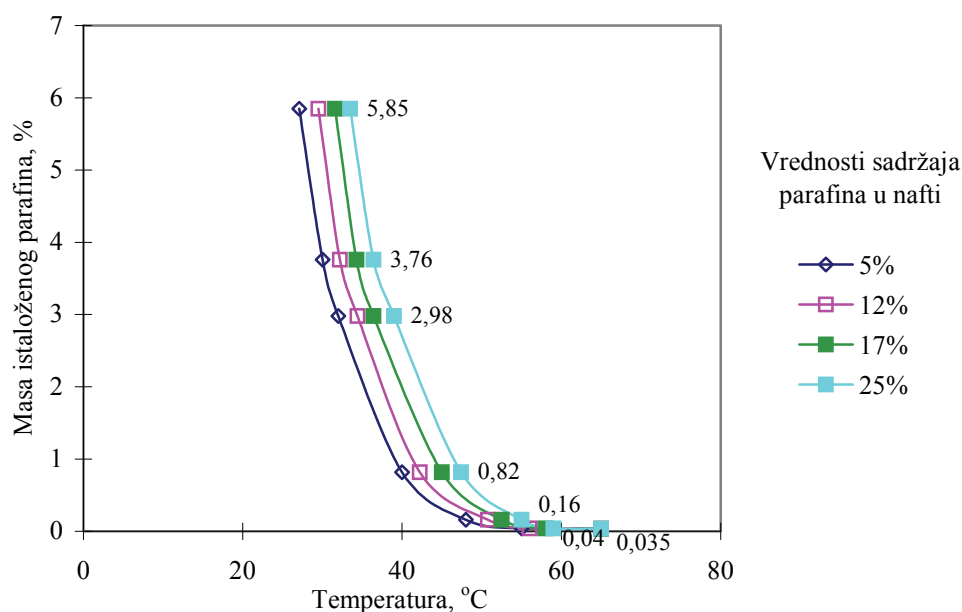
Na osnovu krivih istaloženog parafina može se odrediti zona taloženja parafina u bušotini, što je detaljno objašnjeno u radovima [16,17]. Postupak je ilustrativno prikazan na slici 4. Prvo je potrebno da se odredi tem-

peratura intenzivnog taloženja parafina (slika 4a). Zatim se na osnovu izračunatog smanjenja temperature u bušotini [24] i temperature intenzivnog taloženja parafina određuje zona taloženja parafina (slika 4b).

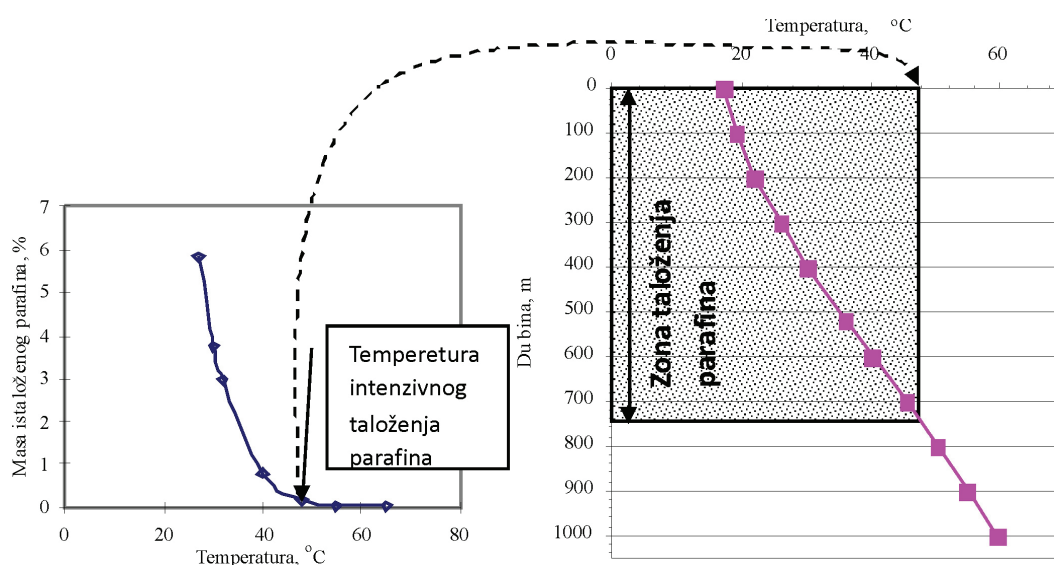
Radi određivanja intenziteta taloženja parafina, odnosno funkcionalne zavisnosti mase istaloženog parafina i vremena izvršena su laboratorijska merenja na opisan način i prikazana na slici 5. Dijagram prikazan na slici 5 urađen je za naftu sa temperaturom stinjanja od 24 °C za tri vrednosti temperature merenja i to 25, 35 i 50 °C. Pri temperaturi od 50 °C intenzitet taloženja je relativno mali, dok se pri nižim temperaturama povećava. Sa snižavanjem temperature intenzitet taloženja se eksponencijalno povećava.

Analiza uticaja temperaturnog gradijenta na zonu taloženja parafina

Temperaturni gradijent predstavlja prosečnu vrednost povećanja temperature od površine zemljine kore ka unutrašnjosti. Na području Vojvodine prosečna vrednost temperaturnog gradijenta iznosi 0,049 °C/m. Analiza uticaja promene vrednosti temperaturnog gradijenta na promenu zone taloženja parafina u bušotini (na



Slika 3. Uticaj sadržaja parafina u nafti na taloženje parafina.
Figure 3. Influence of paraffin content in crude oil on paraffin deposition.



Slika 4. Određivanje zone taloženja parafina u bušotini.
Figure 4. Determination of paraffin deposition zone in well.

naftnom polju Turija) prikazana je na slici 6. Koordinatni sistem na dijagramu prikazanom na slici 6 je postavljen tako da reprezentuje povećanje temperature u bušotini sa porastom dubine. Jasno se vidi da smanjenje temperaturnog gradijenta uzrokuje povećanje zone taloženja parafina u bušotini (crveno šrafirano područje). Uzrok tome su hladnije okolne stene koje uslovljavaju veći toplotni protok od nafte u bušotini ka njima. Povećanje temperaturnog gradijenta uzrokuje smanjenje zone taloženja parafina u bušotini (plavo šrafirano područje na slici 6).

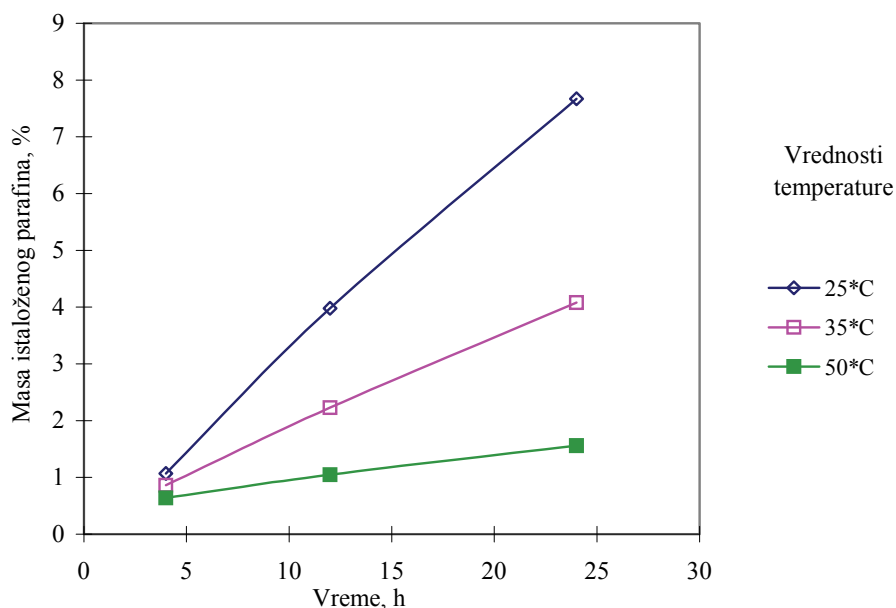
Dužina zone taloženja parafina u bušotini obrnuto je proporcionalna temperaturnom gradijentu. U analizira-

nom slučaju, za prosečnu vrednost temperaturnog gradijenta, zona taloženja parafina iznosi 718 m. Smanjenje gradijenta na vrednost od 0,047 i 0,045 °C/m povećava zonu taloženja na 740, odnosno 761 m.

Na osnovu dobijenih krivih taloženja parafina utvrđeno je da taloženje parafina u bušotini počinje na temperaturi od oko 50 °C.

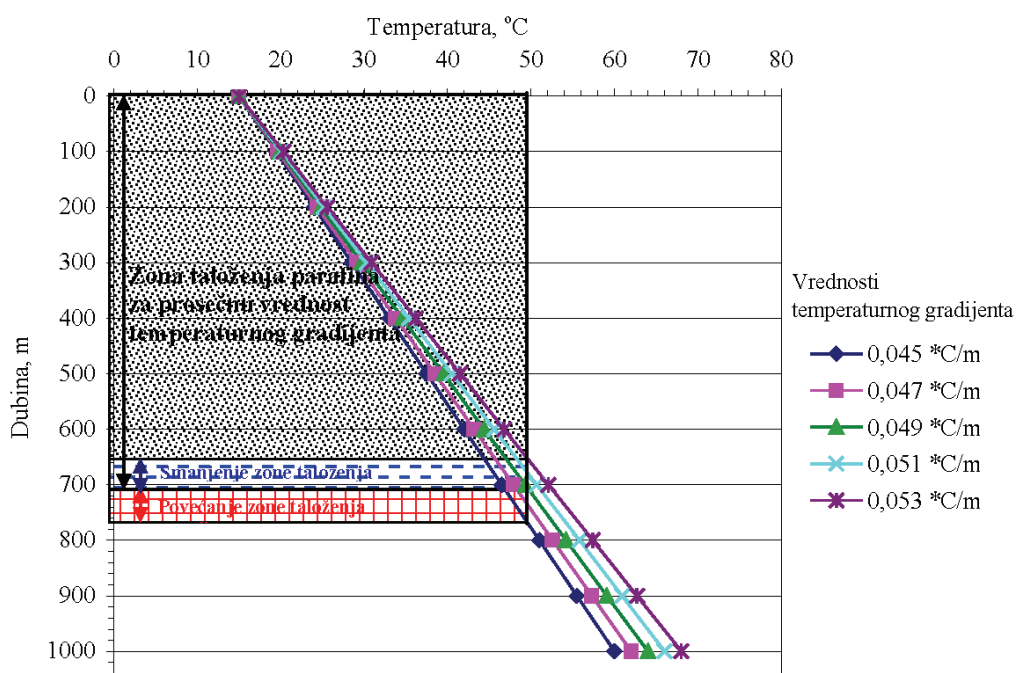
Analiza uticaja protoka fluida na zonu taloženja parafina

Proizvodnja parafinske nafte u Srbiji se kreće od ispod 1 do više desetina m³/dan. Analiza uticaja protoka fluida na promenu zone taloženja parafina u bušotini



Slika 5. Taloženje parafina tokom vremena na različitim temperaturama.

Figure 5. Paraffin deposition over time for different temperatures.



Slika 6. Uticaj promene temperaturnog gradijenta na zonu taloženja parafina u bušotini.

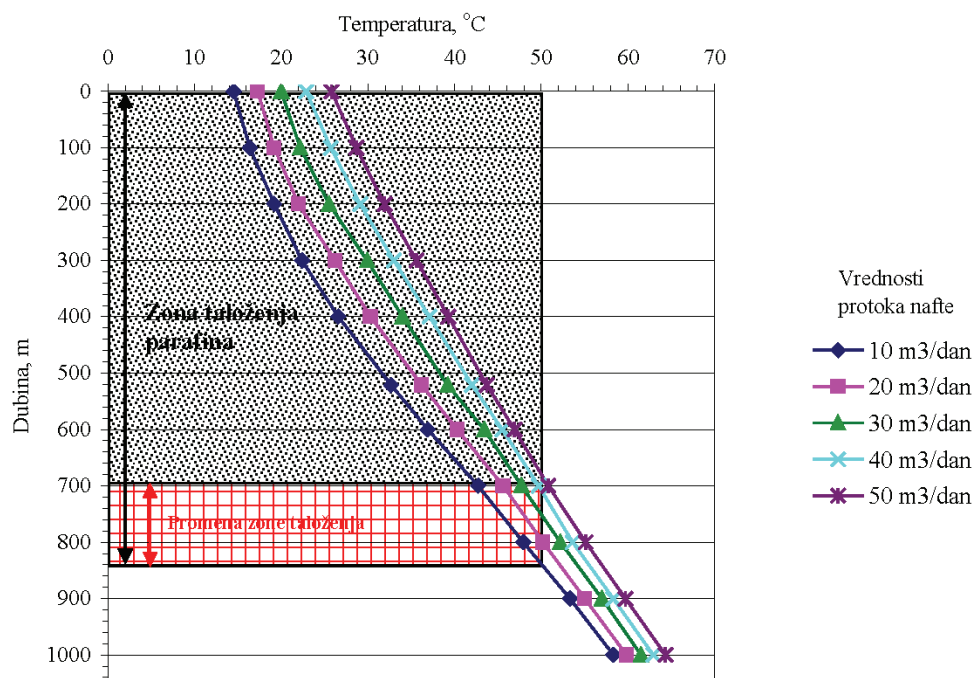
Figure 6. Influence of temperature gradient on paraffin deposition zone in well.

prikazana je na slici 7. Data je zavisnost promene temperature pri različitim vrednostima protoka fluida na naftnom polju Turija (od 10 do 50 m³/dan). Utvrđeno je da je dužina zone taloženja obrnuto proporcionalna povećanju protoka fluida, koje direktno utiče na smanjenje dužine zone taloženja parafina u bušotini. U razmatranom slučaju dužina zone taloženja varira od 697 do 841 m, pri čemu je evidentna promena zone taloženja od skoro 144 m. Krive promene temperature, za

analizirane vrednosti protoka, (slika 7) dobijene su primenom softverskog paketa PipeSim [24].

Analiza uticaja sadržaja gasa u nafti na zonu taloženja parafina

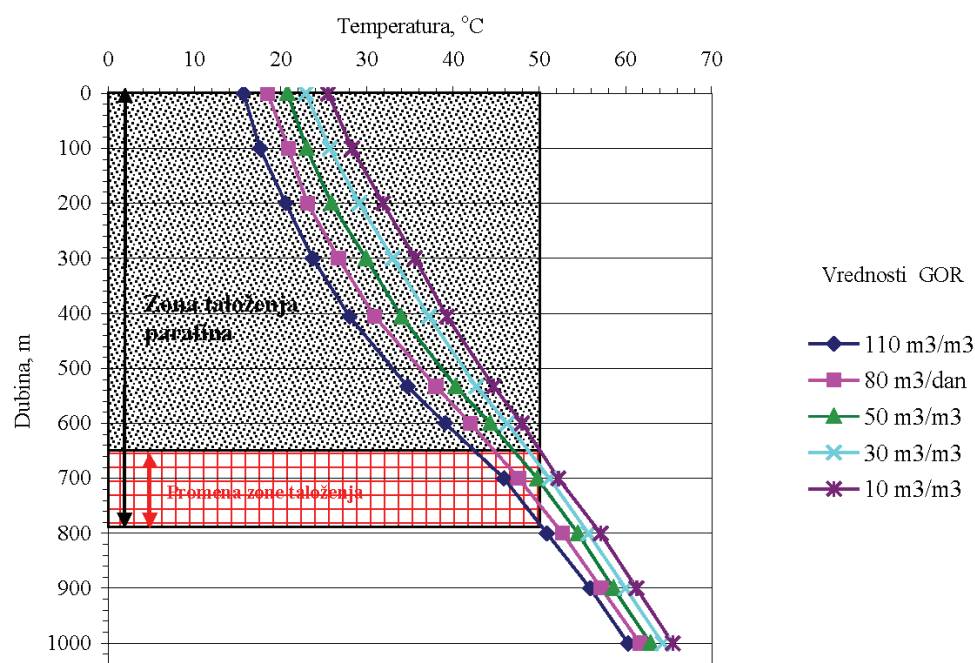
Sadržaj gasa u parafinskoj nafti se na naftnim poljima u Vojvodini kreće od nekoliko procenata do preko 70%. Iskustveni podaci govore da, pri protoku gasa, pad pritiska od 1 bar uzrokuje smanjenje temperature fluida



Slika 7. Uticaj promene protoka fluida na zonu taloženja parafina u bušotini.
Figure 7. Dependence of paraffin deposition zone on fluid flow.

za 0,5 °C. Ako je u parafinskoj nafti prisutna veća količina gasa, ona može uticati na dodatno sniženje temperature, a time i na povećanje zone taloženja parafina u bušotini. Dobijeni rezultati prikazani su na slici 8. Dužina zone taloženja parafina u bušotini je direktno proporcionalna sadržaju gasa u nafti. U analiziranom slučaju količina gasa u nafti posmatrana je preko gasnog faktora, (eng. *gas oil ratio* – GOR). Gasni faktor

predstavlja odnos proizvedenog gasa i nafte. Analiza je urađena za vrednosti promena GOR od 10 do 110 m³/m³ (na naftnom polju Turija), pri čemu se dužina zone taloženja kreće od 650 do 790 m. Evidentna je promena dužine zone taloženja parafina od oko 140 m. Krive promene temperature za analizirane vrednosti GOR (slika 8) dobijene su softverskim paketom PipeSim [24].



Slika 8. Uticaj promene sadržaja gasa u nafti na zonu taloženja parafina u bušotini.
Figure 8. Gas oil ratio (GOR) influence on paraffin deposition zone in well.

ZAKLJUČAK

U radu su prikazani rezultati eksperimentalnog i simulacionog istraživanja parametara koji utiču na intenzitet i zonu taloženja parafina u naftnim bušotinama. Analiza je urađena za parafinsku naftu sa naftnog polja Turija. Eksperimentalno su određene krive taloženja parafina i intenzitet taloženja parafina tokom vremena. Simulacijom pomoću softvera PipeSim analiziran je uticaj promene vrednosti temperaturnog gradijenta, protoka fluida i sadržaja gasa u nafti na promenu zone taloženja parafina.

Utvrđeno je da:

– promena temperaturnog gradijenta može prosečno smanjivati ili povećavati zonu taloženja parafina za oko ± 22 m, odnosno maksimalno za ± 43 m;

– protok fluida može uticati na promenu dužine zone taloženja parafina za oko 144 m. Povećanje protoka uzrokuje smanjenje zone taloženja parafina;

– sadržaj gasa u nafti može uzrokovati promenu zone taloženja parafina za oko 140 m, pri čemu povećani sadržaj gasa u nafti utiče na njeno povećanje.

Prikazani rezultati se mogu koristiti za određivanje optimalnih radnih parametara pri primeni određenih metoda za uklanjanje nataloženog parafina. Kod mehaničkih metoda moguće je odrediti učestalost i dubinu struganja, a kod primene termičkih metoda dužinu grejnog kabla, temperaturu i snagu zagrevanja.

Zahvalnica

Publikovani rezultati realizovani su u sklopu projekta Ministarstva prosvete i nauke Republike Srbije (projekat TR-33001 i 172022).

LITERATURA

- [1] F.S. Ribeiro, P.R. Souza Mendes, S.L. Braga, Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils, *Heat Mass Transfer* **40** (1997) 4319–4328.
- [2] X. Zhang, J. Tian, L. Wang, Z. Zhou, Wettability effect of coatings on drag reduction and paraffin deposition prevention in oil, *J. Petrol. Sci. Eng.* **36** (2002) 87–95.
- [3] M. Kane, M. Djabourov, J.L. Volle, J.P. Lechaire, G. Frebourg, Morphology of paraffin crystals in waxy crude oils cooled in quiescent conditions and under flow, *Fuel* **82** (2003) 127–135.
- [4] R. Venkatesana, N.R. Nagarajanb, K. Pasa, Y.-B. Yic, A.M. Sastry, H.S. Fogler, The strength of paraffin gels formed under static and flow conditions, *Chem. Eng. Sci.* **60** (2005) 3587–3598.
- [5] N.P. Tung, N.Q. Vinh, N.T.P. Phong, B.Q.K. Long, P.V. Hung, Perspective for using Nd–Fe–B magnets as a tool for the improvement of the production and transportation of Vietnamese crude oil with high paraffin content, *Physica B* **327** (2003) 443–447.
- [6] A.J. Cordoba, C.A. Schall, Solvent migration in paraffin deposit, *Fuel* **80** (2001) 1279–1284.
- [7] H.A. Begum, N. Katada, M. Niwa, Chemical vapor deposition of silica on silicate crystal and shape-selective adsorption of paraffin, *Micropor. Mesopor. Mat.* **46** (2001) 13–21.
- [8] J.S.T. Santosa, A.C. Fernandes, M. Giuliatti, Study of the paraffin deposit formation using the cold finger methodology for Brazilian crude oils, *J. Petrol. Sci. Eng.* **45** (2004) 47–60.
- [9] L. Ismail, R.E. Westacott, X. Ni, On the effect of wax content on paraffin wax deposition in a batch oscillatory baffled tube apparatus, *Chem. Eng. J.* **137** (2008) 205–213.
- [10] R.M. Šećerov Sokolović, Z.V. Bjelović, S.S. Sokolović, Uticaj sadržaja čvrstih parafina na reologiju model-nafte, *Hem. Ind.* **60** (2006) 10–14.
- [11] R.M. Šećerov Sokolović, S.M. Sokolović, Višefazni sistemi i porozni sloj, *Hem. Ind.* **58** (2004) 49–54.
- [12] R. Šećerov Sokolović, S. Sokolović, T. Vulić, N. Pekarić, Effect of pulsed electromagnetic field on crude oil rheology, *Ind. Eng. Chem. Res.* **37** (1998) 4828–4834.
- [13] R. Šećerov Sokolović, S. Šević, N. Pekarić, Influence of pulsed electromagnetic field on crude oil rheology, *Petroleum Coal (RAU)* **38** (1996) 16–18.
- [14] R. Šećerov Sokolović, S. Sokolović, N. Pekarić-Nadž, S. Šević, Effect of pulsed electromagnetic field on crude oil density, *Petroleum Coal (RAU)* **40** (1998) 106–111.
- [15] N. Sood, B. Lal, Isolation and characterization of a potential paraffin-wax degrading thermophilic bacterial strain *Geobacillus kaustophilus* TERI NSM for application in oil wells with paraffin deposition problems, *Chemosphere* **70** (2008) 1445–1451.
- [16] D. Danilović, V. Karović Maričić, Primena metode podužnog grejanja tubinga u cilju rešavanja problema taloženja parafina u proizvodnji visoko parafinskih nafti, *Thenika* **3** (2008) 1–8.
- [17] D.S. Danilović, V.D. Karović Maričić, V.B. Čokorilo, Solving paraffin deposition problem in tubing by heating cable application, *Thermal Sci.* **14** (2010) 247–253.
- [18] I. Lazar, A. Voicu, C. Nicolescu, D. Mucenica, S. Dobrota, I.G. Petrisor, M. Stefanescu, L. Sandulescu, The use of naturally occurring selectively isolated bacteria for inhibiting paraffin deposition, *J. Petrol. Sci. Eng.* **22** (1999) 161–169.
- [19] M. Cristante, J.L. Selves, G. Grassy, J. Orrit, F. Garland, Choice of paraffin inhibitors for crude oils by principal component analysis, *Anal. Chim. Acta*, **229** (1990) 267–276.
- [20] M. Cristante, J.L. Selves, G. Grassy, J.P. Colin, Structure-activity relationship study on paraffin inhibitors for crude oils (INIPAR model II), *Anal. Chim. Acta* **274** (1993) 303–316.
- [21] I. Roopa, R.A. Dawe, T. Samuel, Down hole heating: Productivity ratio improvements—dangers of misconceptions, *Petrol. Sci. Technol.* **23** (2005) 681–692.
- [22] R. Sierra, B. Tripathy, J.E. Bridges, S.M. Farouq, Promising progress in field application of reservoir electrical heating methods, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 2001, pp. 1–17.

- [23] D. Danilović, Mogućnosti efikasnije proizvodnje parafinske nafte na poljima naftne industrije Srbije, Magistarski rad, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd, 1997.
- [24] PipeSim, Schlumberger Logelco inc., <http://www.slb.com/>
- [25] D. Danilović, Optimizacija proizvodnje malih naftnih polja primenom modela integralnog upravljanja, Doktorska disertacija, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd, 2001.
- [26] D. Danilović, Stanje i perspektive proizvodnje nafte i gasa u našoj zemlji, Međunarodni simpozijum Energetsko rudarstvo '07, Zbornik radova Stanje i perspektive energetskog rudarstva u Srbiji, Vrnjačka banja, 2007, str. 30–35.

SUMMARY

LABORATORY TESTING AND SIMULATION OF THE PARAFFIN DEPOSITION IN TURIJA FIELD OIL WELL IN VOJVODINA REGION, SERBIA

Dušan Š. Danilović¹, Vesna D. Karović Maričić¹, Radmila M. Šećerov Sokolović², Dejan D. Ivezić¹, Marija A. Živković¹

¹Faculty of Mining and Geology, University of Belgrade, Belgrade, Serbia

²Faculty of Technology, University of Novi Sad, Novi Sad, Serbia

(Scientific paper)

In Serbia, approx. 70% of the crude oil produced accounts for the heavy oil type, which results in the deposition of paraffin in wells, decrease in oil production while increasing the operating costs. Different methods, such as mechanical, chemical and thermal, are applied in effort to solve the paraffin deposition problem. Most methods require an accurate determination of the deposition zone in well. In this paper, experimental and simulation results of the parameter analysis affecting intensity and zone of paraffin deposition in oil wells are presented. The analysis has been done for heavy oil produced from the oil field Turija, Vojvodina region, Serbia. The paraffin deposition curves and paraffin deposition intensity during time are experimentally defined. The influence of temperature gradient, fluid flow rate and gas content in oil changes on the paraffin deposition zone change was analyzed by computer simulation. It was found that temperature gradient changes can cause paraffin deposition zone to change approx. ± 22 m, *i.e.*, maximum ± 43 m. It was also determined that the length of paraffin deposition zone can change up to 140 m due to the changes in the fluid flow rate or in the gas content in oil. The increase of flow rate causes the paraffin deposition zone to reduce, while increased gas content in oil leads to its increase. Based on the obtained results, the optimal working parameters of mechanical method, such as frequency and depth of paraffin scraping as well as temperature and heating cable power of thermal methods can be determined.

Keywords: Heavy oil • Paraffin deposition • Well • Simulation • Deposition zone