

Analiza parametara cevovodnog transporta sirove nafte

Jasna Tolmač¹, Slavica Prvulović¹, Marija Nedić¹ i Dragiša Tolmač²

¹Univerzitet u Novom Sadu, Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin", Zrenjanin, Srbija

²Univerzitet Union – Nikola Tesla, Beograd, Fakultet za Menadžment, Sremski Karlovci, Srbija

Izvod

U radu su prikazani rezultati eksperimentalnog istraživanja i simulacije parametara transporta sirove nafte cevima. U Srbiji 70 % proizvedene nafte pripada parafinskom tipu, od čega je preko 25 % nafte sa visokim sadržajem parafina. Nafte sa visokim sadržajem parafina, obično imaju visoku tačku stinjanja. Sadržaj parafina u sirovoj nafti sa naftnih polja u Vojvodini, Srbija, je 7,5 do 26 %, a temperatura stinjanja nafte kreće se od 18 do 36 °C. Uvozna sirova nafta ima tačku tečenja maks. 8 °C. Homogenizacijom tj. mešanjem domaće i uvozne sirove nafte dobijaju se bolja svojstva za transport cevima i snižava se tačka stinjanja. Nakon homogenizacije vrši se prethodno zagrevanje sirove nafte, a potom se transportuje naftovodom do rafinerije na dalju preradu. Fizička svojstva sirove nafte se modifikuju zagrevanjem kako bi se sprečio nastanak voska unutar naftovoda. Sadržaj parafina u nafti ima dominantan uticaj na svojstva visoko parafinskih nafte, a posebno ima negativan uticaj na protočna svojstva nafte. Zagrevanjem nafte, smanjuje se viskoznost, kao i gubici pritiska na trenje pri transportu cevima i dr., odnosno dolazi do poboljšanja protočnih svojstava. U ovom radu je analiziran uticaj promene temperature zagrevanja sirove nafte, viskoznosti i protoka, na pad pritiska, snagu pumpe i brzinu hlađenja nafte na celokupnoj trasi naftovoda.

Ključne reči: prenos toplote, protok, pad pritiska, snaga pumpe.

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

STRUČNI RAD

UDK: 665.61: 66.026.2

Hem. Ind. 74(2) 79-90 (2020)

1. UVOD

Transport nafte cevovodima je uobičajeni proces transporta u naftnoj industriji. Kada prilikom cevovodnog transporta parafinske sirove nafte dođe do prekida protoka i hlađenja nafte ispod temperature stinjanja, dolazi do pojave geliranja celokupne transportovane mase nafte. Iz tih razloga potrebno je projektovati takve uslove rada naftovoda, da je temperatura nafte iznad temperature stinjanja. Postoji više tehničkih rešenja za transport sirove nafte, a jedno od uobičajenih rešenja je transport zagrejane sirove nafte.

Kod tečnosti dinamička viskoznost opada sa porastom temperature i iz tog razloga se viskozne tečnosti kao što su sirova nafta i sl. zagrevaju pre transporta cevovodima. Time se smanjuje viskoznost, a onda i pad pritiska usled gubitaka na trenje, kao i snaga pumpe.

Nafte u Vojvodini, Srbija, imaju često visok sadržaj čvrstog parafina. Da bi se sprečilo taloženje parafina, nafta se zagreva i smanjuje se viskoznost, pa se tek onda uvodi u cevovod i transportuje. Međutim, zagrevanje nafte dovodi do povećanja troškova proizvodnje.

Transport sirove nafte najčešće se obavlja pomoću centrifugalnih pumpi. Ove pumpe se projektuju i ispituju primenom čiste vode, na temperaturi okoline, pri čemu se određuje maksimalni stepen iskorišćenja. Ako ove pumpe rade u pogonu sa viskozijim fluidom od vode, onda njihov stepen korisnosti opada. Zagrevanjem sirove nafte, obezbeđuje se rad pumpe u oblasti maksimalnog stepena iskorišćenja.

Problem cevovodnog transporta parafinskih nafte bio je predmet i određenog broja naučnih istraživanja. Sirova nafta iz različitih izvora ima različita svojstva zahvaljujući terenima i klimatskim uslovima. Istraživanja su pokazala da je zagrevanje sirove nafte i smanjenje viskoznosti povećalo verovatnoću na 95 % da neće doći do geliranja nafte u cevovodu [1].

Korespondencija: Jasna Tolmač, Univerzitet u Novom Sadu, Tehnički fakultet Mihajlo Pupin, 23000 Zrenjanin, Đ. Đakovića BB, Mob: +381 640201616

E-mail : jasnatolmac@yahoo.com

Rad primljen: 06. septembar 2019.

Rad prihvaćen: 13. april 2020.

<https://doi.org/10.2298/HEMIND190906010T>



Sirove nafte sa sadržajem parafina iznad 15 %, su tzv. parafinske nafte. Ovakve nafte imaju visoke temperature stinjanja i nepovoljne karakteristike za transport cevima. Emulzija vode i parafinske sirove nafte ima tendenciju da se gelatiniše pod uslovima zastoja, kada je temperatura spoljašnje sredine niža od temperature topljenja parafina, što ugrožava sigurnost ponovnog startovanja cevovoda [2,3]. Sadržaj parafina u nafti ima dominantan uticaj na svojstva visoko parafinskih nafti, a naročito na temperaturu stinjanja. Pored toga temperaturu stinjanja određuje i sadržaj asvaltenu, smola i dr. Temperatura nafte na kraju cevovoda treba da bude viša od temperature topljenja parafina [6,7,8]. U zavisnosti od vrste sirove nafte, ova temperatura se kreće u opsegu od 18 do 54 °C, [5,9].

Kada je nafta zagrejana iznad temperature topljenja parafina, onda su parafini u tečnom stanju. Hlađenjem sirove nafte do temperature stinjanja, dolazi do pojave čvrstih čestica parafina, a potom i do geliranja nafte. Problem nataloženog parafina može se pojaviti nakon startovanja pumpe za transport posle remonta ili kvara, a ovi problemi su posebno izraženi u zimskom periodu [8,10].

Smanjenje temperature direktno uzrokuje povećanje mase istaloženog parafina i povećanje viskoznosti sirove nafte. Pri temperaturi od 35 do 50 °C, intenzitet taloženja je relativno mali, dok se pri nižim temperaturama povećava. Sa snižavanjem temperature intenzitet taloženja se eksponencijalno povećava [4].

U literaturi je razmatrana problematika startovanja protoka pri cevovodnom transportu parafinske sirove nafte, nakon perioda zastoja. Pod zastojem se podrazumeva prekid transporta u nekom vremenskom periodu kada je došlo do hlađenja nafte u cevovodu [10,12]. Ako je došlo do zastoja prilikom transporta sirove nafte na temperaturi ispod tačke stinjanja, onda dolazi do pojave geliranja, pa će ponovno uspostavljanje protoka zahtevati značajno veći pritisak pumpanja [13,15].

Naslage voska u cevovodima ne mogu se lako odkloniti zbog njegovog očvršćavanja tokom vremena. Iz tih razloga nastaju gubici u transportu i proizvodnji. Za uklanjanje očvrstlog voska sa zidova cevovoda, koriste se hemijski rastvarači. Gazolin je rastvorio oko 72 % posle tri časa ispiranja i 83 % posle šest časova ispiranja, na temperaturi 25 °C, [7].

U literaturi postoji relativno malo podataka dobijenih sa konkretnih postrojenja za transport sirove nafte. Cilj ovog rada je utvrđivanje radnih parametara cevovodnog transporta sirove nafte za konkretni naftovod u realnim uslovima rada. Zagrevanjem sirove nafte, smanjuje se viskoznost, tj. približava se viskoznosti vode. Na taj način postiže se viskoznost sirove nafte koja obezbeđuje rad pumpe u oblasti maksimalnog stepena iskorišćenja. U radu su prikazani rezultati istraživanja pri zagrevanju sirove nafte u opsegu 20 – 50 °C uz analizu uticajnih parametara pri cevovodnom transportu. Na osnovu datih podataka o ponašanju parafinskih nafti, može se steći uvid u kompleksnost problema transporta sirove nafte cevima. U prirodi je teško naći dve nafte istog sastava. Na osnovu toga za svaki tip sirove nafte utvrđuju se protočna svojstva i iznalaze odgovarajuća rešenja za transport.

2. MATERIJALI I METODE

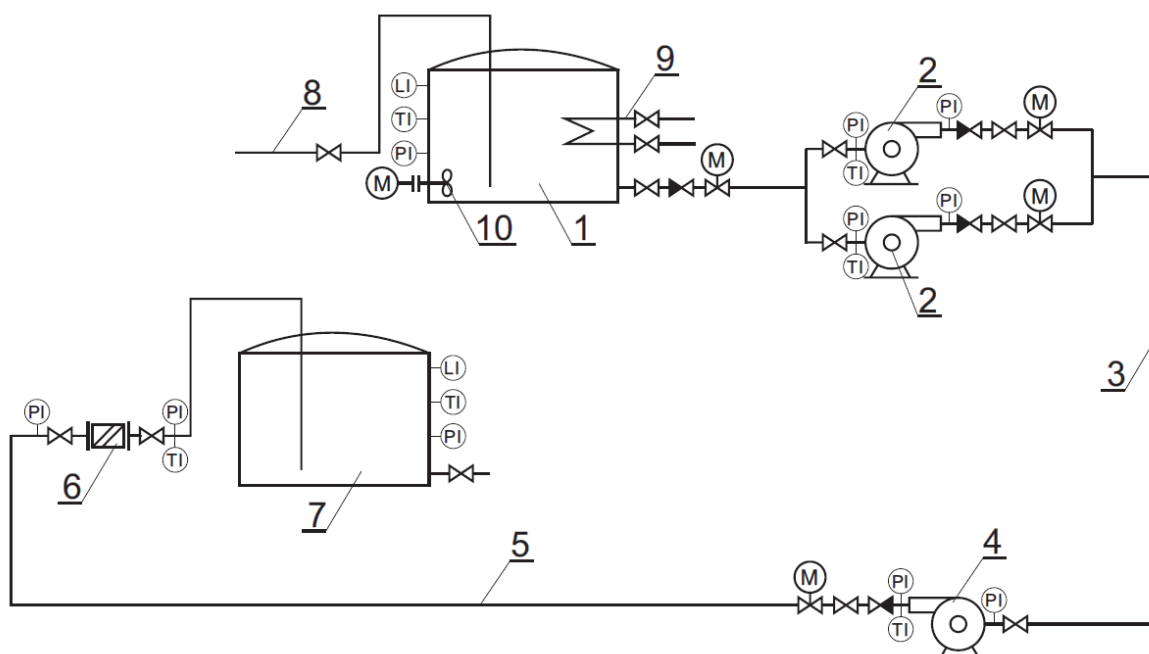
Eksperimentalna ispitivanja i merenja izvršena su na realnom sistemu za skladištenje i transport sirove nafte. Šema eksperimentalnog postrojenja data je na Slici 1. Sirova nafta se doprema sa više naftnih polja do rafinerije kao domaća nafta. Svako naftno polje daje naftu određenih karakteristika, gustine i viskoznosti. Uvozna nafta se transportuje posebnim naftovodom do rafinerije.

Sirove nafte se skladište u sekciji tehnoloških rezervoara, gde se vrši homogenizacija tj. mešanje domaće i uvozne nafte. Tako homogenizovana nafta ima tačku tečenja 8 °C i sadržaj parafina 3 %. Pomoću datog postrojenja na Slici 1, osim homogenizovane nafte, transportuje se i samo domaća nafta koja ima tačku tečenja 26 °C i sadržaj parafina 15,4 %. Sirova nafta iz rezervoara (1), se transportuje pomoću pumpi (2), i naftovoda (3), do pumpe (4). Pomoću pumpe (4) i magistralnog naftovoda (5), nafta se transportuje do merne stanice (6), i rezervoara (7). U rezervoaru (1), vrši se prethodno zagrevanje sirove nafte na odgovarajuću temperaturu (20 do 50 °C), u zavisnosti od sadržaja parafina i tačke stinjanja. Zagrevanje se vrši pomoću grejača (9), u kome je grejni fluid vodena para pritiska 4 bar i temperature 160 °C. Toplotna snaga grejača je 9300 kW. U zavisnosti od temperature zagevanja odnosno 20, 30, 40 i 50 °C, vreme grejanja iznosi 3, 6, 12 i 18 h, redom. Pri maksimalnoj visini punjenja od 10 m, u rezervoaru se nalazi 12560 m³ nafte, što odgovara masi od 10990 t.

Karakteristike sirove nafte za transport ne prelaze granične vrednosti date u Tabeli 1, prema podacima proizvođača [11].

Tabela 1. Karakteristike sirove nafte toplotnog kapacitetat $1885 \text{ J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$ [11]Table 1. Characteristics of crude oil of heat capacity $1885 \text{ J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$ [11]

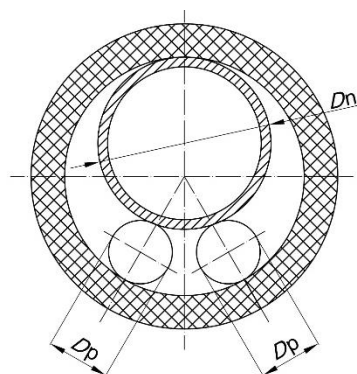
Svojstvo	Vrednost
Gustina na $15 \text{ }^\circ\text{C}$, kg m^{-3}	875
Kinematska viskoznost na $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ maks., $\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$	$23 \cdot 10^{-6}$
Kinematska viskoznost na $+30 \text{ }^\circ\text{C}$ maks., $\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$	$18 \cdot 10^{-6}$
Kinematska viskoznost na $+40 \text{ }^\circ\text{C}$ maks., $\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$	$15 \cdot 10^{-6}$
Kinematska viskoznost na $+50 \text{ }^\circ\text{C}$ maks., $\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$	$11 \cdot 10^{-6}$
Tačka tečenja	$+8$ (maks. $+26$)
Napon pare fluida - pritisak pare po Reidu maks., bar	0,5
Sadržaj vode i taloga maks., vol. %	1,0
Sadržaj sumpora maks., mas. %	2,8



Slika 1. Šema eksperimentalnog postrojenja, 1-rezervoar, 2-centrifugalna pumpa, 3-naftovod, 4-centrifugalna pumpa, 5-magistralni naftovod, 6-merač protoka, 7-rezervoar, 8-dovod sirove nafte, 9-grejač, 10-mešalica

Figure 1. Scheme of the experimental plant, 1-reservoir, 2-centrifugal pump, 3-oil pipeline, 4-centrifugal pump, 5-the main oil pipeline, 6-flowmeter, 7-tank, 8-input crude oil, 9-heater, 10-mixer

Pumpe (2), su povezane u paralelnoj vezi. Za vreme transporta istovremeno rade obe pumpe. Pumpe (2), obezbeđuju pritisak na ulazu u pumpu (4), u iznosu 4 – 5 bar. Grejanje naftovoda (3), spoljašnjeg prečnika $D_n = 323,9 \text{ mm}$, vrši se pomoću dva cevodova prečnika $D_p = 25 \text{ mm}$, kroz koje struji vodena para pritiska $p = 12 \text{ bar}$, temperature $t = 200 \text{ }^\circ\text{C}$. Oba cevodva su položena po celoj dužini naftovoda, Slika 2.

Slika 2. Šema zagrevanja naftovoda (3): D_n – spoljašnji prečnik naftovoda; D_p – spoljašnji prečnik grejnih ceviFigure 2. Scheme of oil pipeline heating (3); D_n – external diameter of the oil pipeline; D_p – external diameter of heating tubes

U zavisnosti od temperature zagrevanja sirove nafte odnosno 20, 30, 40 i 50 °C, potrošnja vodene pare iznosi 465, 765, 1020 i 1275 kg h⁻¹, redom. Naftovod (3) je izolovan pa je pad temperature duž naftovoda neznatan. Iz tih razloga obezbeđeni su izotermni uslovi strujanja nafte.

Na trasi naftovoda (3), ugrađena su tri blok ventila koji služe za izolovanje segmenata cevovoda u slučaju akcidenta, tj. curenja naftovoda. Naftovod je položen iznad zemlje na stubovima visine 0,75 m. U Tabeli 2, date su osnovne karakteristike naftovoda (3).

Tabela 2. Karakteristike naftovoda (3), spoljašnjeg prečnika 323,9 mm

Table 2. Characteristics of oil pipeline (3), external diameter 323,9 mm

Pumpa 2	Naftovod $D_{ca} = 323,9$ mm	Rezervoar 1
Protok, $Q = 350$ m ³ h ⁻¹	Unutrašnji prečnik naftovoda, $D_{ci} = 301,7$ mm	Visina - 12,7 m
Napor pumpe, $H = 75$ m	Dužina naftovoda, $l = 1550$ m	Zapremina - 15000 m ³
Snaga pumpe, $N = 132$ kW	Debljina izolacije, $s = 100$ mm	Debljina izolacije - 100 mm
Broj obrtaja, $n = 2950$ min ⁻¹	Debljina zida cevi, $\delta_c = 11,1$ mm	Prečnik - 40 m

Magistralnim naftovodom (5), obavlja se transport nafte pomoću pumpe (4), do rezervoara (7). Naftovod je ukopan u zemlju na dubini 1 m. U zavisnosti od temperature i kapaciteta transporta, pritisak na početku naftovoda (5), je $p_1 = (35 - 40)$ bar, a na kraju naftovoda je $p_2 = (2 - 3)$ bar. Merenja su izvršena pri kapacitetima transporta od 490, 525, 558 i 612 t h⁻¹. Pad pritiska na meraču protoka je $\Delta p_M = (1,5 - 4,2)$ bar. Maksimalni kapacitet merača protoka (6) je 700 t h⁻¹. Na osnovu rezultata merenja na magistralnom naftovodu (5) pri maksimalnom protoku od 612 t h⁻¹ i pri polaznoj temperaturi nafte od $t_1 = 40$ °C, dobijen je pad temperature od $\Delta t = 10$ °C, tj. temperatura nafte na kraju cevovoda je iznosila $t_2 = 30$ °C. Merenja protoka, pada pritiska i temperature (početna i krajnja temperatura) su izvršena pri stacionarnim uslovima rada naftovoda. Eksperimentalno postrojenje na Slici 1, na celokupnoj trasi naftovoda, ima ugrađenu telemetriju: senzore temperature i pritiska i mikroprocesorske regulatore. Pumpe i cevovodi su opremljeni instrumentima i senzorima za kontrolu pritiska i temperature. Merenje protoka vrši se pomoću merača protoka (6). U toku transporta mogu se očitati radni parametri: ulazna temperatura i izlazna temperatura nafte, protok, pritisak na ulazu i na izlazu magistralnog naftovoda (5). Za utvrđivanje međusobnih zavisnosti ključnih parametara transporta izračunavane su vrednosti kao što su: snaga pumpe, koeficijent prolaza toplote i toplotni gubici. U Tabeli 3, date su osnovne karakteristike magistralnog naftovoda (5).

Tabela 3. Karakteristike magistralnog naftovoda (5), spoljašnjeg prečnika 457

Table 3. Characteristics of the main pipeline (5), external diameter 457 mm

Pumpa 4	Naftovod $D_{ca} = 457$ mm
Protok, $Q = 900$ m ³ h ⁻¹	Unutrašnji prečnik naftovoda, $D_{ci} = 428$ mm
Napor pumpe, $H = 335$ m	Dužina naftovoda, $l = 91000$ m
Snaga pumpe, $N = 1000$ kW	Debljina izolacije, $s = 100$ mm
Broj obrtaja, $n = 2960$ min ⁻¹	Debljina zida cevi, $\delta_c = 14,5$ mm

Na određenim mestima trase magistralnog naftovoda (5), izgrađene su blok stanice sa pripadajućim blok ventilima u cilju izolovanja segmenata u slučaju akcidenta. Na deonici naftovoda nalazi se pet blok stanica sa pripadajućim blok ventilima punog profila. U toku transporta nafta se hladi i svoju toplotu predaje okolnoj sredini, pa je strujanje nafte kroz naftovod (5) neizotermno.

Lokalni otpori ventila, prelaznih komada, merača protoka, blok ventila i dr. uzeti su u obzir kao približne vrednosti ekvivalentnih dužina prave cevi.

Potis svih pumpi je opremljen ventilima na daljinsko upravljanje. Pumpe su opremljene instrumentima za kontrolu pritiska i temperature.

Za obradu rezultata eksperimentalnih istraživanja korišćen je softver Origin (OriginLab Corp., SAD)

3. REZULTATI I DISKUSIJA

3. 1. Toplotni gubici kroz naftovod

Viskozni fluidi kao što je sirova nafta, se prethodno zagrevaju pre uvođenja u cevovod. Zagrejana sirova nafta, pri protoku kroz cevovod, se hladi i svoju toplotu predaje okolnoj sredini. Temperatura do koje se ohladi sirova nafta, ima veliki praktičan značaj. Hlađenje zagrejane sirove nafte u opštem slučaju se izvodi do temperature iznad tačke stinjanja.

Koeficijent prenosa tj. prolaza toplote kroz naftovod ima dominantan uticaj na brzinu hlađenja nafte u cevovodu. Koeficijent prenosa toplote obuhvata prelaz toplote konvekcijom sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda, zatim kondukciju kroz zid cevovoda i izolaciju, kao i prelaz toplote sa izolacije na okolnu sredinu.

Najveći uticaj na vrednost koeficijenta prenosa toplote ima debljina izolacije cevovoda. Vrednosti za koeficijent prenosa tj. prolaza toplote kroz naftovod su izračunavane na osnovu poznate formule (1), za određivanje koeficijenta prolaza toplote kroz naftovod, prema [14].

$$\frac{1}{kD_m} = \frac{1}{\alpha_i D_{ci}} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{D_{ca}}{D_{ci}} + \frac{1}{2\lambda_{iz}} \ln \frac{D_{iza}}{D_{izi}} + \frac{1}{\alpha_a D_{iza}} \quad (1)$$

gde je:

$k / \text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$ – koeficijent prenosa – prolaza toplote kroz naftovod

D_m / m – srednji prečnik cevovoda sa izolacijom

$\alpha_i / \text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$ – koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod

$\lambda_c / \text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ – koeficijent provođenja toplote čeličnog cevovoda

$\lambda_{iz} / \text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ – koeficijent provođenja toplote izolacije

$\alpha_a / \text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$ – koeficijent prelaza toplote sa cevovoda na okolnu sredinu

D_{ci} / m – unutrašnji prečnik cevovoda, Tabela 3

$D_{ca} = D_{izi} / \text{m}$ – spoljašnji prečnik cevovoda, Tabela 3

D_{izi} / m – unutrašnji prečnik izolacije

D_{iza} / m – spoljašnji prečnik izolacije.

Analizom jednačine (1), kojom je definisan koeficijent prenosa toplote kroz naftovod, može se zaključiti da su svi uticajni parametri koji zavise od konstrukcije naftovoda konstante za magistralni naftovod (5), Tabela 3, osim koeficijenta prelaza toplote sa cevovoda na okolnu sredinu – tj. koeficijenta gubitaka za ukopani naftovod u zemlju (α_a) i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), koji se izračunavaju prema poznatim jednačinama [14,24]. Koeficijent provođenja toplote za čelik tj. čelični cevovod je $\lambda_c = 46,5 \text{ W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ i koeficijent provođenja toplote izolacije od poliuretanske pene iznosi $\lambda_{iz} = 0,05 \text{ W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ [14,18].

Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod određuje se pomoću formule (2), prema [14,24]:

$$\alpha_i = \frac{\lambda_n Nu}{D_{ci}} \quad (2)$$

gde je:

$\lambda_n = 0,12 \text{ W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ – koeficijent provođenja toplote sirove nafte

D_{ci} / m – unutrašnji prečnik naftovoda.

Nuseltov broj određuje se pomoću formule (3), prema [14,24]:

$$Nu \approx 0,116 (\text{Re}^{0,67} - 125) \text{Pr}^{0,33} \left(\frac{V_s}{V_c} \right)^{0,14} \quad (3)$$

Rejnoldsov broj određuje se pomoću formule (4), prema [14,24]:

$$\text{Re} = \frac{VD_{ci}}{\nu} \quad (4)$$

Prandtlov broj određuje se pomoću formule (5), prema [14,24]:

$$\text{Pr} = \frac{\rho \nu c_n}{\lambda_n} \quad (5)$$

gde je:

$c_n / \text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ – toplotni kapacitet sirove nafte

$\nu / \text{m}^2 \text{s}^{-1}$ – kinematska viskoznost sirove nafte

$\rho / \text{kg m}^{-3}$ – gustina sirove nafte

$V / \text{m s}^{-1}$ – brzina strujanja nafte u cevovodu

$\nu_s / \nu_c = 0,9$ – odnos kinematskih viskoznosti sirove nafte u osi cevi i u blizini njenog zida.

Koeficijent gubitaka za ukopani naftovod u zemlju određuje se pomoću formule (6), prema [14,24]:

$$\alpha_a = \frac{2\lambda_t}{D_{iza} \ln \frac{4h}{D_{iza}}} \quad (6)$$

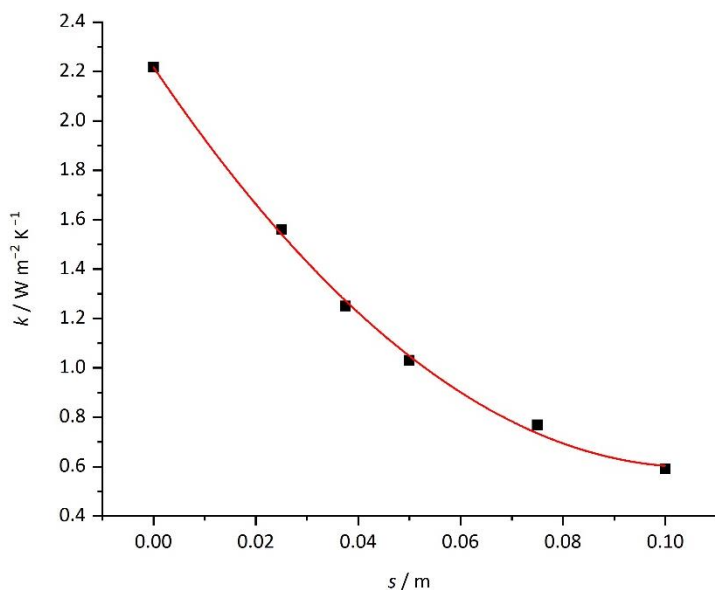
gde je:

$\lambda_t = 1,764 \text{ W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ – toplotna provodnost zemlje

D_{iza} / m – spoljašnji prečnik izolacije

$h = 1 \text{ m}$ – dubina na kojoj je naftovod položen u zemlju (uzima se visina od površine zemlje do gornje ivice izolovanog cevovoda).

Na Slici 3, data je zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) od debljine izolacije (s), za magistralni naftovod (5) iz Tabele 3. Prikazana zavisnost je određena pomoću formule za koeficijent prolaza toplote prema [14], tako što je izvršena varijacija debljine izolacije (s) za vrednosti 0,00 – 100 mm. Parametri koji zavise od konstrukcije naftovoda (5) imaju sledeće vrednosti: $D_{ci} = 428 \text{ mm}$, $D_{ca} = 457 \text{ mm}$, za debljinu izolacije $s = 100 \text{ mm}$, prečnici iznose: $D_{iza} = 657 \text{ mm}$, $D_{izi} = 457 \text{ mm}$. Sa smanjenjem debljine izolacije cevovoda dolazi do porasta koeficijenta prenosa toplote i toplotnih gubitaka. U toku transporta nafta se hladi i svoju toplotu predaje okolini sredini, tj. ovde se radi o protoku toplote između sistema cevovoda i okoline. Pri tome polazna temperatura nafte opada u smeru strujanja prema kraju cevovoda. Razlika polazne i krajnje temperature sirove nafte je $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$. Pri određivanju vrednosti fizičkih parametara nafte (gustina, viskoznost) uzeta je srednja vrednost za izmerenu razliku temperature na ulazu i izlazu cevovoda.

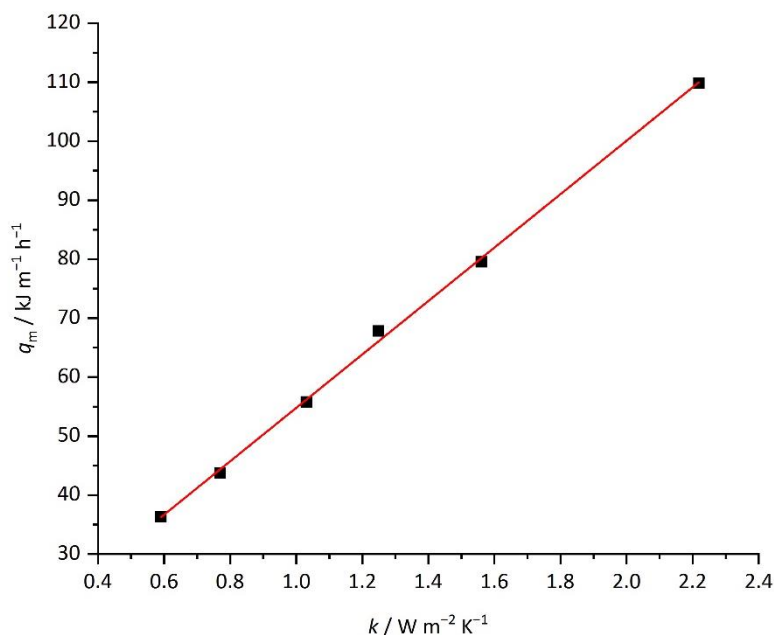


Slika 3. Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) od debljine izolacije (s) za opseg ulaznih temperatura $20 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$ i opseg protoka $0,155 - 0,194 \text{ m}^3 \text{s}^{-1}$
 Figure 3. Dependence of the heat transfer coefficient (k) on the thickness of isolation (s) for an inlet temperature range of $20 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$ and a flow range of $0,155 - 0,194 \text{ m}^3 \text{s}^{-1}$

Na osnovu literaturnih podataka [14,15,16] koeficijent prenosa toplote kroz izolovani naftovod se kreće u opsegu $0,58 - 1,38 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$. Protoci nafte i razlike temperatura nafte na početku i kraju transporta su uporedivi sa ispitivanim proticanjem nafte u ovom radu. Rezultati ovog rada su u saglasnosti sa [14-16]. Za neizolovani naftovod zaštićen izolacionom trakom protiv korozije taj koeficijent iznosi $1,75 - 2,5 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$, [24,25].

Temperatura na kraju cevovoda zavisi od toplotnih gubitaka. Stvarne vrednosti toplotnih gubitaka kroz naftovod su izračunavane na osnovu poznate formule prema [16], koja uzima u obzir maseni protok sirove nafte, specifični toplotni kapacitet nafte i razliku temperature sirove nafte na početku i na kraju naftovoda.

Na Slici 4, data je zavisnost toplotnih gubitaka od izračunatih koeficijenta prenosa toplote, za magistralni naftovod (5). Podaci o magistralnom naftovodu (5) dati su u Tabeli 3.



Slika 4. Toplotni gubici kroz naftovod u zavisnosti od koeficijenta prenosa toplote za debljinu izolacije $0,00 - 100 \text{ mm}$, protoka $0,155 - 0,194 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ i razliku temperatura $10 \text{ }^\circ\text{C}$

Figure 4. Heat losses through the pipeline as a function of the heat transfer coefficient for isolation thickness $0,00 - 100 \text{ mm}$, flow $0,155 - 0,194 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ and temperature difference $10 \text{ }^\circ\text{C}$

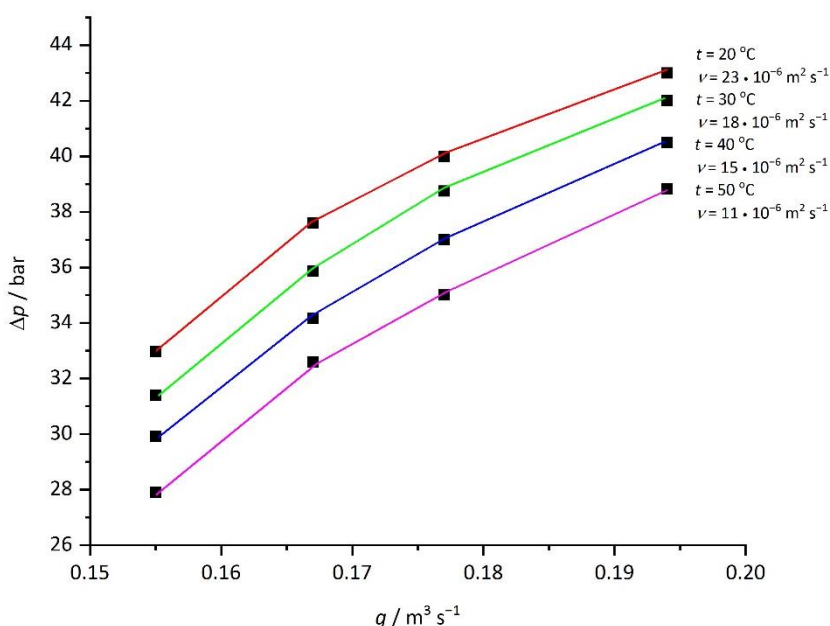
Prema Slici 4, toplotni gubici kroz magistralni naftovod (5), iznose $36 - 110 \text{ kJ m}^{-1} \text{ h}^{-1}$, odnosno $10 - 30 \text{ W m}^{-1}$, pri stacionarnim uslovima transporta. Ovo je u skladu sa istraživanjem prema [13] gde su toplotni gubici kroz naftovod $12,5 - 28 \text{ W m}^{-1}$. Protoci nafte, debljina izolacije i razlika temperatura iz [13] uporedivi su sa ispitivanim transportom nafte u ovom radu.

Pri transportu nafta se hladi i svoju toplotu predaje okolini sredini. Ovde se radi o protoku toplote između sistema (cevovoda) i okoline (okolnog tla). U početku pumpanja, toplotni gubici su veći s obzirom na to da je okolna sredina nezagrejana. Kako vreme pumpanja tj. transporta raste, toplotni gubici se smanjuju, zbog zagrevanja tla oko cevovoda i smanjenja razlike temperature između cevovoda i okoline.

3. 2. Pad pritiska i snaga pumpe

Pad pritiska usled gubitaka na trenje, zavisi od temperature i viskoznosti sirove nafte. Na Slici 5, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnosti pada pritiska (Δp) od protoka (q), pri različitim ulaznim temperaturama (t) i, time i različitim vrednostima kinematske viskoznosti sirove nafte (ν) za magistralni naftovod (5, Tabela 3). Vršena su merenja pritiska na početku i na kraju naftovoda, njihova razlika predstavlja pad pritiska. Pad pritiska raste sa smanjenjem temperature i povećanjem viskoznosti sirove nafte.

Za radni opseg protoka $0,155 - 0,194 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ ($560 - 700 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$) brzina strujanja iznosi $1,08 - 1,35 \text{ m s}^{-1}$, a Reynoldsov broj se kreće u intervalu $Re = (11762 - 50565)$, pa je strujanje na celokupnoj dužini naftovoda (5), turbulentno, tj. $Re > 2320$.



Slika 5. Pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte na različitim temperaturama i, posledično, pri različitim vrednostima kinematske viskoznosti

Figure 5. Pressure drop due to friction, depending on the flowrate of the crude oil at different temperatures and, consequently, different values of kinematic viscosity

Na osnovu rezultata istraživanja za magistralni naftovod (5), unutrašnjeg prečnika $D_{ci} = 428$ mm, dužine $l = 91000$ m, pri kapacitetu transporta $q = 0,194 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ ($700 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$), dobijen je pad pritiska $\Delta p = 40$ bar, Slika 5. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ i posledičnim porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za 3 do 4 %. Može se zaključiti da je pad pritiska na temperaturi od 20°C oko 10 % veći nego na 50°C , za maksimalni protok kroz cevovod.

U literaturi je objavljeno da je pad pritiska usled trenja pri transportu parafinske sirove nafte kroz cevovod prečnika $D = 400$ mm i dužine 90000 m, iznosio $\Delta p = 21$ bar [24]. Temperatura nafte je bila $t = 50^\circ\text{C}$, a kapacitet transporta je bio $347 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ (330 t h^{-1}). Na osnovu poređenja navedenih rezultata [24] sa rezultatima dobijenim u ovom radu, vidi se da je pad dobijenog pritiska od $\Delta p = 40$ bar, približno dva puta veći od objavljenog pada pritiska ($\Delta p = 21$ bar), zbog dva puta većeg kapaciteta transporta.

Iz izmerenih vrednosti pada pritiska usled podužnog trenja i protoka pri stacionarnim uslovima rada naftovoda izračunata je potrebna realna snaga pumpe koja se kreće u opsegu $875 - 900$ kW. Stepenn korisnog dejstva pumpe iznosi $0,8$. Pri transportu sirove nafte veće viskoznosti, dolazi do većeg pada pritiska kroz cevovod, pa je potrebna pumpa veće snage kako bi se ostvario potreban transport.

Pri transportu sirove nafte sa visokim sadržajem parafina, na temperaturi ispod tačke stinjanja, potreban je veći pritisak za pumpanje – potiskivanje. Pri tome neće doći do većih problema, ako je obezbeđeno da se fluid održi u kretanju i nije primećena nagla promena u momentu kada je fluid postigao temperaturu stinjanja [18,19].

Pad pritiska (Δp), na celokupnoj dužini naftovoda je ključni parametar za proračun snage pumpe. Za transport nafte i naftnih derivata, izbor snage pumpnih agregata ima veliki značaj. Prema ukupnom padu pritiska tj. potisnoj snazi pumpe, planira se raspored i broj pumpnih stanica na trasi naftovoda. Usvajanjem pumpi sa većim potisnim pritiskom smanjuje se broj pumpnih stanica i obrnuto.

Za transport nafte cevima, najveći dozvoljeni pritisak pumpe kreće se u rasponu $50 - 70$ bar, [17,20]. Propusna sposobnost naftovoda u izvesnom stepenu unapred uslovljava kapacitet pumpnih agregata, te je kod izbora potrebno voditi računa o sledećem: pri izboru većeg broja pumpnih agregata manjeg potiska i kapaciteta, dobija se veći broj pumpnih stanica na trasi naftovoda. Ovo zahteva složenije konstrukciono rešenje postrojenja, veće troškove održavanja i veći broj stručnih radnika. U cilju lakše zamene i održavanja u slučaju kvara, odabrani pumpni agregati treba da budu istog tipa tj. jedan tip pumpi na celoj deonici naftovoda.

3. 3. Pad temperature sirove nafte duž magistralnog naftovoda

Sledeći parametri imaju najveći uticaj na veličinu optimalne temperature zagrevanja: kapacitet transporta, prečnik cevovoda i fizička svojstva sirove nafte, kao i dužina cevovoda [2,21]. Na Slici 6 data je zavisnost izračunate promene temperature duž celokupne trase magistralnog naftovoda (5, Tabela 3) za različite vrednosti protoka sirove nafte, kada je ulazna temperatura $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Debljina izolacije naftovoda poliuretanskom penom je iznosila 100 mm. Temperature duž naftovoda određene su na osnovu poznatih relacija (7) i (8) koje prikazuju eksponencijalnu zavisnost između ulazne i izlazne temperature sirove nafte [14]:

$$a l = \frac{k D_m \pi l}{m c_n} \quad (7)$$

$$t_2 = t_1 e^{-a l} \quad (8)$$

gde je:

$k / \text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$ – koeficijent prenosa toplote kroz naftovod

D_m / m – srednji prečnik cevovoda sa izolacijom

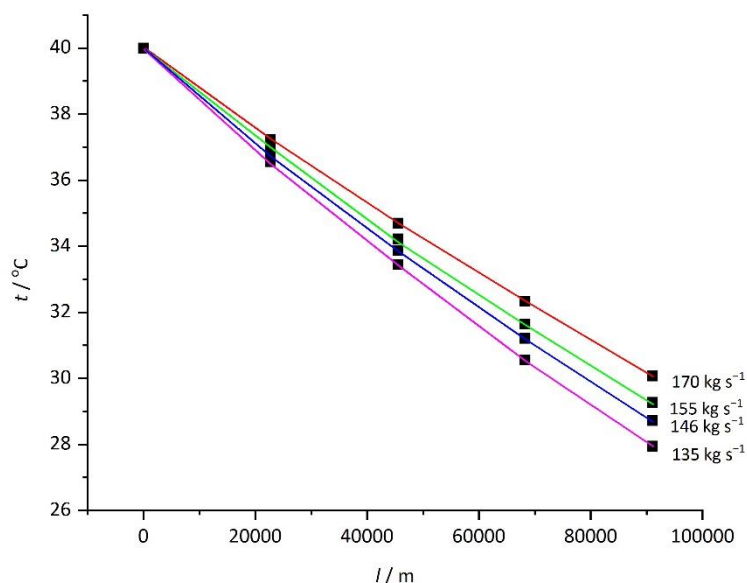
l / m – dužina naftovoda

$m / \text{kg s}^{-1}$ – maseni protok

$c_n / \text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ – specifični toplotni kapacitet sirove nafte

$t_1 / ^{\circ}\text{C}$ – ulazna temperatura nafte

$t_2 / ^{\circ}\text{C}$ – izlazna temperatura nafte.



Slika 6. Vrednosti temperature duž naftovoda za različite protoke, pri ulaznoj temperaturi nafte od $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$

Figure 6. Temperature values along the pipeline for different flowrates at the starting oil temperature of $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$

Za radni režim protoka u opsegu $m = 135 - 170 \text{ kg s}^{-1}$, ($560 - 700 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$) pri ulaznoj temperaturi nafte od $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, dobijene su vrednosti temperature na kraju naftovoda u opsegu $28 - 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, tj. pad temperature duž celokupne trase naftovoda je iznosio $10 - 12\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Za kapacitet od 135 kg s^{-1} ($560 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$), pri čemu se nafta i hladi, vreme transporta je iznosilo $\tau = 23 \text{ h}$, a za kapacitet od 170 kg s^{-1} ($700 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$), vreme transporta i hlađenja sirove nafte je iznosilo $\tau = 18 \text{ h}$. Na osnovu ovih vrednosti, brzina hlađenja pri transportu nafte kroz cevovod, pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu transporta iznosi $0,52 - 0,55\text{ }^{\circ}\text{C h}^{-1}$. Pri transportu domaće nafte, vreme zastoja ne bi trebalo da bude duže od 24 h , jer bi usled stajanja i hlađenja došlo do pojave čvrstih čestica parafina, a potom i do geliranja nafte. U slučaju uvozne nafte predviđena brzina

hlađenja ne predstavlja toliki problem. U svakom slučaju poželjno je da poslednji planirani transport u nizu bude transport uvozne nafte kao poslednje šarže, koja bi istisnula domaću naftu iz cevovoda.

Vreme hlađenja nafte u naftovodu, do temperature stinjanja, ima veliko značenje. Znajući brzinu hlađenja sirove nafte u naftovodu, može se unapred odrediti koliki je prekid pumpanja dopustiv, a da za to vreme ne nastupi stinjanje nafte [9,22].

U literaturi je razmatrana problematika pada temperature nafte u izolovanom naftovodu (spoljašnjeg prečnika 292 mm i debljine izolacije 50 mm) u uslovima zaustavljanja protoka [7,17]. Najintenzivnije hlađenje je u prvih 50 h, kada se nafta u prvom cevovodu izolovanim poliuretanskom penom ohladila za $\Delta t = 25$ °C, odnosno brzina hlađenja je iznosila $0,50$ °C h⁻¹, dok se u drugom cevovodu, izolovanim mineralnom vunom, ohladila za $\Delta t = 37$ °C, odnosno brzina hlađenja je iznosila $0,74$ °C h⁻¹.

Određivanje vremena hlađenja, tj. kada će temperatura zagrejanje nafte u podzemnom naftovodu, pasti na temperaturu stinjanja nije jednostavan zadatak jer ovaj proces zavisi od mnogih uticajnih parametara [23]. Neki od tih parametara su: masa zemlje koja okružuje cevovod, temperaturna zona u koju je cevovod položen i dubina ukopavanja cevovoda. U dubljim slojevima zemlje je akumulirana veća količina toplote i temperaturno polje izrazito odstupa od teorijskog. Na proces hlađenja znatno utiču fizički parametri, kao što je toplotna provodnost, specifični toplotni kapacitet zemlje, itd.

Na optimalnu temperaturu zagrevanja sirove nafte, pre uvođenja u cevovod, utiče sadržaj parafina, temperatura stinjanja i konkretni uslovi rada naftovoda [2,10].

Prilikom transporta zagrejanje nafte, treba voditi računa o ponovnom uspostavljanju protoka posle zastoja. Kada su zastoji u proticanju manji, to je i stepen hlađenja naftovoda manji i lakše je uspostaviti ponovni protok nafte u cevovodu, tj. potreban je manji početni pritisak za uspostavljanje protoka [24,25].

4. ZAKLJUČAK

U radu su prikazani rezultati istraživanja radnih parametara cevovodnog transporta sirove nafte na konkretnom naftovodu u realnim uslovima rada. Analiza je urađena za parafinsku naftu sa naftnih polja u Vojvodini, Srbija, koja se homogenizuje sa uvoznom naftom.

Za različite vrednosti temperature i , posledično, kinematske viskoznosti, određene su krive:

- Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije (s)
- Toplotni gubici kroz naftovod
- Pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte
- Promena temperature duž naftovoda za različite protoke, kada je polazna temperatura nafte 20 – 50 °C.

Utvrdeno je da:

- koeficijent prenosa – prolaza toplote kroz magistralni naftovod (5) iznosi $0,60$ W m⁻² K⁻¹ pri debljini izolacije 100 mm; ukoliko bi naftovod bio neizolovan, koeficijent prolaza toplote bi iznosio $2,20$ W m⁻² K⁻¹;
- toplotni gubici kroz magistralni naftovod (5) pri stacionarnim uslovima transporta iznose 36 – 110 kJ m⁻¹ h⁻¹ (10 – 30 W m⁻¹);
- pri transportu parafinske sirove nafte veće viskoznosti, potrebno je savladati veći pad pritiska tako da je potrebna veća snaga pumpe;
- sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10$ °C i porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za 3 do 4 % i za toliko je potrebna i veća snaga pumpe. Može se zaključiti da je pad pritiska pa i potrebna snaga pumpe na 20 °C za oko 10 % veći nego na 50 °C, za maksimalni protok kroz cevovod;
- zagrejana sirova nafta se hladi pri protoku kroz cevovod i svoju toplotu predaje okolnoj sredini tako da pad temperature na celokupnoj dužini magistralnog naftovoda iznosi 10 – 12 °C, dok brzina hlađenja pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu iznosi $0,52$ – $0,55$ °C h⁻¹.

Domaće nafte sa naftnih polja (Vojvodina, Srbija), su parafinskog tipa, imaju visok sadržaj čvrstog parafina 7,5 – 26 %. Temperatura tečenja ovih nafi je 18 do 36 °C. Pri transportu domaće nafte, vreme zastoja nebi trebalo da bude duže od

24 h, jer bi usled stajanja i hlađenja došlo do pojave čvrstih čestica parafina, a potom i do geliranja nafte. Sa uvoznom naftom nije takav problem, s obzirom na to da je tačka tečenja ove nafte 8 °C.

Prikazani rezultati mogu korisno poslužiti za određivanje optimalnih radnih parametara transporta sirove parafinske nafte cevima. Moguće je odrediti pad pritiska, snagu pumpe, pad temperature, brzinu hlađenja i toplotne gubitke kroz naftovod. Rezultati daju niz korisnih informacija za upravljanje rizikom formiranja voska tj. parafina u transportnom cevovodu i osiguranja protoka sirove nafte.

LITERATURA

- [1] Rukthong W, Piumsomboon P, Weerapakkaron W. Computational Fluid Dynamics Simulation of a Crude Oil Transport Pipeline: Effect of Crude Oil Properties. *Eng J.* 2016; 70: 145–154.
- [2] Sviridov AN. Pipe cleaning by unstable flow, efficiency and quality. *Vestnik Masinstrojenja.* 1981; 10: 33–36.
- [3] Danilović D, Karović-Maričić V, Ivezić D, Batalović V, Živković M, Leković B, Crnogorac M. Analiza primenjenih grejnih sistema za zagrevanje bušotinskih naftovoda za transport parafinske nafte na poljima naftne industrije Srbije. *Tehnika.* 2012; 67: 919–923. (in Serbian)
- [4] Danilović D, Karović-Maričić V, Šećerov-Sokolović R, Ivezić D. Laboratorijsko ispitivanje i simulacija procesa taloženja parafina u naftnoj bušotini polja Turija u Vojvodini. *Hem Ind.* 2011; 65: 249–256. (in Serbian)
- [5] Šećerov-Sokolović R, Bjelović Z, Sokolović S. Uticaj sadržaja čvrstih parafina na reologiju model-nafte. *Hem Ind.* 2006; 60: 10–14. (in Serbian)
- [6] Ahmadpour A, Sadeghy K, Maddah-Sadat S-R. The effect of a variable plastic viscosity on the restart problem of pipelines filled with gelled waxy crude oils. *J. Non-Newton.* 2014; 205: 16–27.
- [7] Sun Guangyu, Zhang Jinjun, Me Chenbo. Start-up flow behavior of pipelines transporting waxy crude oil emulsion *J Pet Sci Eng.* 2016; 147: 746–755.
- [8] Cheng Qinglin, Pan Chenlin, Zhao Yan. Phenomenological study on heat and mass coupling mechanism of waxy crude oil pipeline transport process. *J Dispers Sci Technol.* 2017; 38 (9): 1276–1284.
- [9] Vinay G, Wachs A, Frigaard I. Start-up transients and efficient computation of isothermal waxy crude oil flows. *J. Non-Newton. Fluid Mech.* 2007; 143 (2): 141–156.
- [10] Davidson MR, Nguyen QD, Chang C, Rningsen HP. A model for restart of a pipeline with compressible gelled waxy crude oil. *J. Non-Newton. Fluid Mech.* 2004; 123 (2): 269–280.
- [11] Pravila rada transportnog sistema za transport nafte naftovodom, Transnafta, Pančevo, 2010. (in Serbian)
- [12] Tolmač J, Prvulović S, Tolmač D. Tehnologija transporta sirove nafte naftovodima. *Energetske tehnologije* 2016; 3: 44–46. (in Serbian)
- [13] Neacsu S, Trifan C, Albulescu M. Numerical model of crude oil non-isotherm transport through pipelines. *Rev de Chim.* 2007; 58: 992–995.
- [14] Šašić M. *Proračun transporta fluida i čvrstih materijala cevima.* Naučna knjiga, Beograd, 1976. (in Serbian)
- [15] Prvulović S, Tolmač D. *Transportni Sitemi,* Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin", Zrenjanin, 2006. (in Serbian)
- [16] Tanasković P. *Transport sirove nafte i gasa II deo.* Rudarsko – geološki fakultet, Beograd, 1998. (in Serbian)
- [17] Prvulović S, Tolmač D, Josimović Lj, Tolmač J. Remote monitoring and control of pumping stations in the water supply systems. *Facta universitatis – Mechanical Engineering.* 2013; 11: 113–121.
- [18] Tanasković P. *Transport sirove nafte i gasa I deo.* Rudarsko – geološki fakultet, Beograd, 1998. (in Serbian)
- [19] Tolmač J, Prvulović S, Tolmač D, Nedić M. Oil products and pumping stations. *VII International Conference Industrial Engineering and Environmental Protection.* Technical Faculty "Mihajlo Pupin", Zrenjanin, Serbia, 2017, pp. 44–49.
- [20] Tolmač J, Tolmac D, Prvulovic S, Aleksic A: Basic Elements of Crude Oil Pipeline Transport. *Всероссийская научно-техническая конференция (с международным участием): "Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов".* Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия, 2017, pp. 207–211.
- [21] Kumar L, Paso K, Sjoblomm J. Numerical study of flow restart in the pipeline filled with weakly compressible waxy crude oil in non-isothermal condition. *J Non-Newton Fluid.* 2015; 223: 9–19.
- [22] Jie Sun, Jiaqiang Jing, Cheng Wu, Fei Xiaoa, Xiaoxuan Luo. Pipeline transport of heavy crudes as stable foamy oil. *J Ind Eng Chem.* 2016; 44: 126–135.
- [23] Erkut E, Gzara F. Solving the hazmat transport network design problem. *Comput OperRes.* 2008; 35: 2234–2247.
- [24] Prstojević B. *Cevovodni transport nafte i gasa.* Rudarsko-geološki fakultet, Beograd, 2012. (in Serbian)
- [25] Škrbić B. *Transport nafte i gasa.* Tehnološki fakultet, Novi Sad, 2006. (in Serbian)

SUMMARY

Analysis of the main parameters of crude oil pipeline transport

Jasna Tolmač¹, Slavica Prvulović¹, Marija Nedić¹ and Dragiša Tolmač²

¹University of Novi Sad, Technical Faculty "Mihajlo Pupin", Zrenjanin, Serbia

²University Union – Nikola Tesla, Belgrade, Faculty of Management, Sremski Karlovci, Serbia

(Technical paper)

The paper presents results of experimental research and simulation of the main parameters of crude oil pipeline transport. In Serbia, 70 % of the produced oil belongs to a paraffin type, of which over 25 % has a high content of paraffin. High-content paraffin oil usually has a high pour point. The paraffin content in crude oil from Vojvodina, Serbia, is in the range 7.5 to 26 %, and the oil pour temperature varies from 18 to 36 °C. The imported crude oil has a flow point max. 8 °C. Homogenization, *i.e.* mixing of domestic and imported crude oil, improves the transport properties and decreases the pour point. After homogenization, the crude oil is pre-heated, and then transported by a pipeline to the refinery for further processing. Heating induces modification of crude oil physical properties, especially flow properties so to prevent wax formation within the oil pipeline. The aim of this paper was to determine operating parameters and flow characteristics for a particular oil pipeline (428 mm inner diameter, 91,000 m length) under real operating conditions. By heating in the range of 20 - 50 °C, the viscosity of crude oil was reduced, approaching the viscosity of water. The pipeline is isolated (100 mm thick isolation) and buried into in the ground (1 m depth). It is found that the heat transfer coefficient has a dominant influence on the cooling rate of the oil in the pipeline. The heat transfer coefficient is mainly determined by the isolation thickness so that it was determined as 0.60 W m⁻² K⁻¹ for + 100 mm thickness, while it was 2.20 W m⁻² K⁻¹ for the non-isolated pipeline. Heat losses through the main pipeline ranged from 36 - 110 kJ m⁻¹ h⁻¹ (10 - 30 W m⁻¹). The difference between the starting and the ending temperature of crude oil ranged from 10 to 12 °C. Such a decrease of $\Delta t = 10$ °C and, consequently, the increase in viscosity induced a noticeable increase in the pressure drop and pump power by 3 to 4 %, at the maximum flowrate of 0.194 m³ s⁻¹ (700 m³ h⁻¹). The cooling rate during transportation under stationary thermal and hydraulic conditions is in the range 0.52 – 0.5 °C h⁻¹. In the case of domestic oil (Vojvodina, Serbia) transport, the downtime should not exceed 24 h, since stopping and cooling of the oil would result in formation of solid paraffin particles followed by oil gelation.

Keywords: heat transfer, flow, drop pressure, pump power