



**Univerzitet u Novom Sadu
Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin"
Zrenjanin**



**OPTIMIZACIJA TERMIČKIH I HIDRAULIČKIH
PARAMETARA TRANSPORTA SIROVE NAFTE CEVIMA**

**OPTIMIZATION OF THERMAL AND HYDRAULIC
PARAMETERS OF CRUDE OIL PIPELINE TRANSPORT**

DOKTORSKA DISERTACIJA

**Student:
MSc Jasna Tolmač**

Zrenjanin, 2020. god.



**Univerzitet u Novom Sadu
Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin"
Zrenjanin**



**OPTIMIZACIJA TERMIČKIH I HIDRAULIČKIH
PARAMETARA TRANSPORTA SIROVE NAFTE CEVIMA**

**OPTIMIZATION OF THERMAL AND HYDRAULIC
PARAMETERS OF CRUDE OIL PIPELINE TRANSPORT**

DOKTORSKA DISERTACIJA

Mentor:
Prof. dr Slavica Prvulović

Student:
MSc Jasna Tolmač

Zrenjanin, 2020. god.

UNIVERZITET U NOVOM SADU
TEHNIČKI FAKULTET "MIHAJLO PUPIN" ZRENJANIN

KLJUČNA DOKUMENTACIJSKA INFORMACIJA

Redni broj: RBR	
Identifikacioni broj: IBR	
Tip dokumentacije: TD	Monografska dokumentacija
Tip zapisa: TZ	Tekstualni štampani materijal
Vrsta rada: VR	Doktorska disertacija
Autor: AU	MSc Jasna Tolmač
Mentor/Ko-mentor: MN	Prof. dr Slavica Prvulović
Naslov rada: NR	"Optimizacija termičkih i hidrauličkih parametara transporta sirove nafte cevima"
Jezik publikacije: JP	Srpski
Jezik izvoda: JI	Srpski / Engleski
Zemlja publikovanja: ZP	Republika Srbija
Uže geografsko područje: UGP	AP Vojvodina
Godina: GO	2020
Izdavač: IZ	Autorski reprint
Mesto i adresa: MA	Zrenjanin, Đure Đakovića bb
Fizički opis rada: broj poglavlja/broj strana/broj slika/broj tabela/broj citata FO	17/151/32/56/100
Naučna oblast: NO	Transport nafte i gasa

Naučna disciplina: ND	Mašinstvo
Predmetna odrednica, ključne reči: PO	koeficijent prenosa toplote, protok, pad pritiska, snaga pumpe
UDK	
Čuva se: ČU	Biblioteka Tehničkog fakulteta "Mihajlo Pupin" Zrenjanin
Važna napomena: VN	
Izvod: IZ	U disertaciji 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 stinjavanja. Fizička svojstva sirove nafte se modifikuju zagrevanjem kako bi se sprečio nastanak voska unutar naftovoda. Zagrevanjem nafte, smanjuje se viskoznost, kao i gubici pritiska na trenje pri transportu cevima. Takođe je analiziran uticaj promene temperature zagrevanja sirove nafte, viskoznosti i protoka, na pad pritiska, snagu pumpe i brzinu hlađenja nafte na celokupnoj trasi naftovoda.
Datum prihvatanja teme od strane NN veća: DP	
Datum odbrane: DO	
Članovi komisije: ČK	Prof. dr Vjekoslav Sajfert, predsednik Prof. dr Dejan Radić, član Prof. dr Snežana Dragičević, član Prof. dr Vladimir Šinik, član Prof. dr Slavica Prvulović, mentor

UNIVERSITY OF NOVI SAD
TEHNICAL FACULTY "MIHAJLO PUPIN" ZRENJANIN

KEY WORD DOCUMENTATION

Accession number: ANO	
Identification number: INO	
Document type: DT	Monographic documentation
Type of record: TR	Text printed material
Concents code: CC	Ph.D. Thesis
Author: AU	MSc Jasna Tolmac
Menthor: MN	Ph.D. Slavica Prvulovic
Title: TI	"Optimization of thermal and hydraulic parameters of crude oil pipeline transport"
Language of text: LT	Serbian
Language of abstract: LA	Serbian / English
Contry of publication: CP	Republic of Serbia
Locality od publication: LP	AP Vojvodina
Publication year: PY	2020
Publisher: PU	Author's reprint
Publication place: PP	Zrenjanin, Djure Djakovica bb
Physical description: chapters/ pages/ images/tables/ references PD	17/151/32/56/100
Scientific field: SF	Oil and gas transportation

Scientific discipline: SD	Mechanical engineering
Subject, Key words: SKW	heat transfer coefficient, flow, pressure drop, pump power
UDC	
Holding data: HD	Library of the Technical Faculty "Mihajlo Pupin" Zrenjanin
Note: N	
Abstract: AB	The Ph.D. Thesis 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. Heating induces modification of crude oil physical properties, especially flow properties so to prevent wax formation within the oil pipeline. By heating, the viscosity of crude oil was reduced, as well as the friction pressure losses during pipeline transport. It was also analyzed the influence of changes in crude oil heating temperature, viscosity and flow, on pressure drop, pump power and oil cooling rate on the entire pipeline route.
Accepted on Scientific Board on: AS	
Defended: DE	
Thesis Defend Board: DB	Ph.D. Vjekoslav Sajfert, president Ph.D. Dejan Radic, member Ph.D. Snezana Dragicevic, member Ph.D. Vladimir Sinik, member Ph.D. Slavica Prvulovic, mentor

ZAHVALNICA

Ovom prilikom zahvaljujem se svom mentoru Prof. dr Slavici Prvulović – Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin" u Zrenjaninu, na ukazanom poverenju, stručnoj pomoći i korisnim savetima prilikom izrade ove disertacije.

Veliku zahvalnost uputila bih i uvažanim članovima Komisije, Prof. dr Vjekoslavu Sajfertu - Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin" u Zrenjaninu, Prof. dr Dejanu Radiću - Mašinski fakultet u Beogradu, Prof. dr Snežani Dragičević - Fakultet tehničkih nauka u Čačku, Prof. dr Vladimiru Šiniku - Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin" u Zrenjaninu, na izdvojenom vremenu i posvećenosti prilikom čitanja ove doktorske disertacije.

Zahvaljujem se inženjerima Rafinerije nafte Novi Sad i Transnafte Pančevo, na pomoći prilikom obilaska postrojenja za skladištenje i transport sirove nafte i izvođenju eksperimentalnih merenja.

Svojoj porodici zahvaljujem se na hrabrosti i veri koju su imali u mene.

Zrenjanin, jun, 2020.

Autor

SADRŽAJ

REZIME TEZE	1
NOMENKLATURA	5
1. UVOD	7
2. METODOLOŠKI KONCEPT	11
2.1. Problem istraživanja	11
2.2. Predmet istraživanja	11
2.3. Cilj istraživanja.....	12
2.4. Hipoteza.....	13
2.5. Metode istraživanja.....	14
3. PREGLED DOSADAŠNJIH ISTRAŽIVANJA I SAZNANJA IZ LITERATURE	15
4. IDENTIFIKACIJA KLJUČNIH PARAMETARA ISTRAŽIVANJA	23
4.1. Pad pritiska pri izotermnom strujanju.....	23
4.2. Pad temperature duž naftovoda pri stalnom protoku	24
4.3. Koeficijent prenosa toplote.....	25
4.4. Pad pritiska pri neizotermnom strujanju	27
4.5. Koeficijent trenja	28
4.6. Koeficijent konvektivnih gubitaka usled strujanja vetra	28
4.7. Koeficijent gubitaka za ukopani naftovod u zemlju	29
4.8. Pad pritiska i snaga pumpe	29
4.9. Redno i paralelno povezivanje pumpi	30
4.10. Količina toplote za zagrevanje sirove nafte u rezervoaru	31
4.11. Količina toplote za zagrevanje naftovoda.....	32
5. OPIS EKSPERIMENTALNOG POSTROJENJA	33
6. KOEFICIJENT PRENOSA TOPLOTE KROZ NAFTOVOD (prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE	39
6.1. Određivanje koeficijenta prenosa toplote kroz naftovod prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm	39
6.2. Rezultati istraživanja koeficijenta prenosa toplote i diskusija.....	44

6.2.1.	Analiza uticajnih parametara na koeficijent prenosa toplote.....	46
7.	PRELAZ TOPLOTE SA TRANSPORTOVANE SIROVE NAFTE NA CEVOVOD (prečnika $D_{ci} = 301,7$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE	55
7.1.	Rezultati istraživanja koeficijenta prelaza toplote i diskusija.....	56
7.1.1.	Analiza uticajnih parametara na koeficijent prelaza toplote.....	59
8.	PAD PRITISKA PRI TRANSPORTU NAFTOVODOM (prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE.....	62
8.1.	Određivanje pada pritiska.....	62
8.2.	Rezultati istraživanja pada pritiska, snage pumpe i diskusija.....	67
8.2.1.	Analiza uticajnih hidrauličkih parametara na snagu pumpe.....	69
9.	KOEFICIJENT TRENJA PRI TRANSPORTU NAFTOVODOM (prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE.....	74
9.1.	Određivanje koeficijenta trenja.....	74
9.2.	Rezultati istraživanja koeficijenta trenja i diskusija	75
9.2.1.	Analiza uticajnih parametara na koeficijent trenja	77
10.	KOEFICIJENT PRENOSA TOPLOTE KROZ NAFTOVOD (prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE.....	79
10.1.	Određivanje koeficijenta prenosa toplote kroz naftovod prečnika $D_{ca} = 457$ mm	79
10.2.	Rezultati istraživanja koeficijenta prenosa toplote i diskusija.....	83
10.2.1.	Analiza uticajnih parametara na koeficijent prenosa toplote kroz naftovod	84
11.	PRELAZ TOPLOTE SA TRANSPORTOVANE SIROVE NAFTE NA CEVOVOD (prečnika $D_{ci} = 428,4$ mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE	88
11.1.	Određivanje koeficijenta prelaza toplote	88
11.2.	Rezultati istraživanja koeficijenta prelaza toplote i diskusija.....	89
11.2.1.	Analiza uticajnih parametara na koeficijent prelaza toplote.....	92
12.	PAD TEMPERATURE DUŽ MAGISTRALNOG NAFTOVODA (prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m).....	95
12.1.	Određivanje pada temperature duž magistralnog naftovoda	95
12.2.	Rezultati istraživanja pada temperature i diskusija.....	98
12.2.1.	Analiza uticajnih parametara na pad temperature duž magistralnog naftovoda.	100

13. PAD PRITISKA PRI TRANSPORTU MAGISTRALNIM NAFTOVODOM (prečnika D_{ca} = 457 mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE	105
13.1. Određivanje pada pritiska	105
13.2. Rezultati istraživanja pada pritiska, snage pumpe i diskusija.....	109
13.2.1. Analiza uticajnih parametara na snagu pumpe	111
14. KOEFICIJENT TRENJA PRI TRANSPORTU NAFTOVODOM (prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE.....	118
14.1. Određivanje koeficijenta trenja.....	118
14.2. Rezultati istraživanja koeficijenta trenja i diskusija	119
14.2.1. Analiza uticajnih parametara na koeficijent trenja	120
15. ANALIZA I DISKUSIJA REZULTATA ISTRAŽIVANJA	122
16. ZAKLJUČAK.....	135
17. LITERATURA	144

REZIME TEZE

U okviru ove teze izvršena su eksperimentalna i teorijska istraživanja termičkih i hidrauličkih parametara transporta sirove nafte u realnim uslovima rada naftovoda. U disertaciji su prikazani rezultati istraživanja radnih parametara cevovodnog transporta sirove nafte na konkretnom naftovodu u realnim uslovima rada. Istraživanja se odnose na naftovod (3), prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m, pri izotermnom strujanju kao i na magistralni naftovod (5), prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m, pri neizotermno strujanju, prema šemi eksperimentalnog postrojenja, Slika 5.1.

U prvom poglavlju istaknut je kratak istorijat, značaj i razvoj industrije nafte koji obuhvata: istraživanje, proizvodnju, transport i preradu. Date su osnove pripreme sirove nafte za transport cevovodima, kao i osnovne karakteristike magistralnih naftovoda. Istaknute su prednosti cevovodnog transporta sirove nafte u ekonomskom i ekološkom pogledu u odnosu na ostale sisteme transporta.

U drugom poglavlju dati su metodološki elementi i koncept istraživanja. Definisani su: problem, predmet, cilj i hipoteza istraživanja kao i metode istraživanja.

U trećem poglavlju dat je pregled dosadašnjih istraživanja i saznanja iz literature. I pored velikih napora koji se čine u svetu i kod nas, u cilju dobijanja podataka, koji su merodavni pri projektovanju naftovoda, može se reći da se i danas pojavljuju nedovoljno ekonomična rešenja transporta sirove nafte cevima. Pregledom dosadašnjih istraživanja iz raspoložive literature, ustanovljeno je da ne postoji dovoljno kvalitativnih i kvantitativnih podataka za cevovodni transport sirove nafte. Zbog toga su neophodna istraživanja u ovoj oblasti u cilju iznalaženja modela i numeričkih vrednosti relevantnih parametara optimalnog transporta koji bi što realnije odgovarali stvarnim sistemima.

U četvrtom poglavlju su identifikovani ključni parametri istraživanja, bitni za optimizaciju procesa transporta sirove nafte cevima, kao i njihova analiza.

U petom poglavlju dat je opis eksperimentalnog postrojenja i tehnologije transporta. Date su tehničke karakteristike mašinsko – tehnološke opreme: rezervoara, pumpe, cevovodi, kao i karakteristike transportovane sirove nafte.

U šestom poglavlju dati su rezultati istraživanja koeficijenta prenosa - prolaza toplote kroz naftovod (3), $D_{ca} = 323,9$ mm, $l = 1550$ m, pri izotermnom strujanju i analiza uticajnih parametara režima strujanja, protoka i debljine izolacije na koeficijent prenosa toplote. Prikazane su empirijske formule i krive međusobnih zavisnosti ključnih parametara:

- Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) i protoka (q).

- Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) i Reynoldsovog broja (Re).
- Zavisnost koeficijenta prenosa (k) i debljine izolacije cevovoda (s).
- Zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije cevovoda (s).
- Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 6.

U sedmom poglavlju date su empirijske jednačine prelaza toplote za naftovod (3), prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, i dužine $l = 1550$ m, pri izotermnom strujanju i analiza uticajnih termičkih i hidrauličkih parametara. Dobijene su eksperimentalne jednačine i krive međusobnih zavisnosti ključnih parametara, koje karakterišu prelaz toplote sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda:

- Zavisnost Nuseltovog broja (Nu) od Reynoldsovog broja (Re) i prečnika cevovoda (D_{ci}) i koeficijenta provođenja toplote sirove nafte (λ_n).
- Zavisnost Nuseltovog broja Nu od protoka q i prečnika cevovoda (D_{ci}) i koeficijenta provođenja toplote sirove nafte (λ_n).
- Zavisnost Nuseltovog broja Nu od Reynoldsovog broja (Re).
- Empirijska formula prelaza toplote, koja prikazuje zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), od Reynoldsovog broja (Re).
- Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 7.

U osmom poglavlju prezentovano je eksperimentalno istraživanje i rezultati za naftovod $D_{ca} = 323,9$ mm, $l = 1550$ m – izotermno strujanje. Izvršena je analiza uticajnih hidrauličkih parametara pada pritiska, protoka i viskoznosti fluida na snagu pumpe. Primenom teorije korelacija na rezultate ispitivanja dobijene su eksperimentalne jednačine i krive zavisnosti optimalnih parametara snage pumpe, protoka i pada pritiska:

- Zavisnost snage pumpe (N) od protoka (q).
- Zavisnost pada pritiska (Δp) od protoka (q).
- Zavisnost gradijenta pada pritiska ($\Delta p/\Delta l$)_{pt} i masenog protoka (m).

Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 8.

U devetom poglavlju dati su rezultati ispitivanja uticajnih parametara koeficijenta trenja Reynoldsovog broja i protoka i njihove korelacione zavisnosti, za naftovod $D_{ca} = 323,9$ mm, $l = 1550$ m. Variranjem radnih parametara, dobijene su empirijske jednačine i krive koje prikazuju međusobne zavisnosti ključnih parametara:

- Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i Reynoldsovog broja (Re).
- Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q).

Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 9.

U desetom poglavlju dati su rezultati istraživanja koeficijenta prenosa - prolaza toplote kroz magistralni naftovod (5), $D_{ca} = 457$ mm, $l = 91000$ m, pri neizotermnom strujanju. Analizan je uticaj režima strujanja, protoka i debljine izolacije cevovoda na koeficijente prenosa toplote. Primenom teorije korelacija na rezultate ispitivanja dobijene su empirijske jednačine i krive međusobnih zavisnosti ključnih parametara:

- Empirijska jednačina zavisnosti koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije (s).
- Empirijska jednačina zavisnosti koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije (s).
- Empirijska jednačine zavisnosti koeficijenta prenosa toplote (k) i protoka q za različite vrednosti debljine izolacije (s).

Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 10.

U jedanaestom poglavlju date su empirijske jednačine prelaza toplote za magistralni naftovod (5), prečnika $D_{ca} = 457$ mm, i dužine $l = 91000$ m, pri neizotermnom strujanju i analiza uticajnih parametara. Rezultati eksperimentalnih istraživanja korelisani su eksperimentalnim – fenomenološkim jednačinama. Definisane su krive i jednačine koje opisuju međusobne zavisnosti ključnih parametara, koji opisuju prelaz toplote sa transportovane nafte na zid cevovoda:

- Zavisnost Nuseltovog broja (Nu) od protoka (q) i prečnika cevovoda (D_{ci}) i koeficijenta provođenja toplote sirove nafte (λ_n).
- Zavisnost Nuseltovog broja (Nu) od Rejnoldsovog broja (Re).
- Empirijska jednačina prelaza toplote koja prikazuje zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), od Rejnoldsovog broja (Re) i prečnika cevovoda (D_{ci}) i koeficijenta provođenja toplote sirove nafte (λ_n).

Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 11.

U dvanaestom poglavlju dati su rezultati ispitivanja i analiza uticajnih parametara na pad temperature duž magistralnog naftovoda (5), $D_{ca} = 457$ mm, $l = 91000$ m. Variranjem radnih parametara definisane su krive toplotnih gubitaka i utvrđene eksperimentalne jednačine koje ih opisuju:

- Zavisnost toplotnih gubitaka kroz naftovod, vremena transporta i dužine naftovoda.
- Zavisnost promene temperature duž naftovoda, za razne kapacitete transporta i dužine naftovoda.

Na osnovu sadržaja parafina i tačke tečenja utvrđene su optimalne polazne temperature sirove nafte. Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 12.

U trinaestom poglavlju izvršena je analiza uticajnih hidrauličkih parametara – pada pritiska, protoka i visoziteta na optimalnu snagu pumpe, za magistralni naftovod (5), $D_{ca} = 457$ mm, $l = 91000$ m. Variranjem radnih parametara definisane su krive

zavisnosti optimalnog pada pritiska i protoka za polaznu optimalnu temperaturu nafte u opsegu 20 – 50°C i utvrđene empirijske jednačine koje ih opisuju:

- Jednačina zavisnosti pada pritiska i protoka ($\Delta p, q$).
- Jednačina zavisnosti specifičnog pada pritiska i protoka ($\Delta p/l, q$).
- Zavisnost pada pritiska i masenog protoka sirove nafte ($\Delta p, G$).
- Jednačina zavisnosti optimalnog prečnika cevovoda i protoka (D, q).
- Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 13.

U četrnaestom poglavlju dati su rezultati ispitivanja uticajnih parametara koeficijenta trenja, Rejnoldsovog broja i protoka i njihove korelacione zavisnosti, za magistralni naftovod (5), $D_{ca} = 457$ mm, $l = 91000$ m. Variranjem radnih parametara definisane su krive zavisnosti koeficijenta trenje λ i Rejnoldsovog broja Re , kao i koeficijenta trenja λ i protoka q i eksperimentalne jednačine koje ih opisuju:

- Zavisnost koeficijenta trenje (λ) i Rejnoldsovog broja (Re).
- Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q).

Na osnovu toga data je analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, poglavlje 14.

U 15. poglavlju data je analiza i diskusija rezultata istraživanja i karakterističnih dijagrama i eksperimentalnih jednačina.

U 16. poglavlju dat je generalni zaključak, naučni doprinos disertacije i potrebe za daljim istraživanjima.

U spisku literature dat je pregled korištene literature tokom izrade doktorske disertacije.

NOMENKLATURA

Oznaka	Značenje	Jedinica
Δp	pad pritiska	N/m ²
$\Delta p/l$	specifični pad pritiska	bar/100m
$(\Delta p/\Delta l)_{pt}$	gradijent pada pritiska usled trenja	Pa/m
ρ	gustina	kg/m ³
ν	kinematska viskoznost	m ² /s
l	dužina cevovoda	m
D	prečnik cevovoda	m
Q	količina toplote	kJ/h
m	maseni protok	kg/s
G	maseni protok	t/h
q	specifični protok	m ³ /s
Q	protok	m ³ /h
c_n	specifični toplotni kapacitet	J/kgK
t	temperatura	°C
t_1	temperatura na početku cevovoda (naftovoda)	°C
t_2	temperatura na kraju cevovoda (naftovoda)	°C
Δt_m	srednja logaritamska razlika temperature	°C
t_{sr}	srednja temperatura	°C
k	koeficijent prenosa (prolaza) toplote kroz naftovod	W/m ² K
D_m	srednji prečnik cevovoda sa izolacijom	m
kD_m	koeficijent provođenja toplote	W/mK
α_i	koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod	W/m ² K
λ_c	koeficijent provođenja toplote cevovoda	W/mK
λ_{iz}	koeficijent provođenja toplote izolacije	W/mK
α_a	koeficijent prelaza toplote sa cevovoda na okolnu sredinu (koeficijent konvektivnih gubitaka)	W/m ² K
D_{ci}	unutrašnji prečnik cevovoda	m
D_{ca}	spoljašnji prečnik cevovoda	m
D_{izi}	unutrašnji prečnik izolacije	m

D_{iza}	spoljašnji prečnik izolacije	m
δ_c	debljine zida cevi	m
s	debljina izolacije	m
λ_n	koeficijent provođenja toplote sirove nafte	W/mK
λ_t	toplotna provodnost zemlje	W/mK
Re	Rejnoldsov broj	–
Nu	Nuseltov broj	–
Pr	Prandtlov broj	–
λ	koeficijent trenja	–
h	dubina na kojoj je naftovod položen u zemlju	m
N	snaga pumpe	kW
n	broja obrtaja	min ⁻¹
η_p	stepen korisnosti pumpe	–
V	zapremina nafte u rezervoaru	m ³
η_t	termički stepen iskorišćenja	–
r	toplota isparavanja	kJ/kg

1. UVOD

Privredni razvoj jedne zemlje umnogome zavisi od potrebe za potrošnjom nafte i gasa. Specifičnost energetskeg potencijala naše zemlje i zahtevi privrede, uticali su da se u relativno kraćem vremenskom periodu razviju nove grane energetike u vidu naftne i gasne privrede.

Industrija nafte i gasa koja obuhvata: istraživanje, proizvodnju, transport i preradu tečnih i gasovitih ugljovodonika, angažuje na hiljade inženjera raznih profila.

Prerada nafte u Rusiji počela je 1745. god. Kraj reke Uhte na severnom Kavkazu otvorena je prva destilerija nafte 1821. god. Dobijeni proizvod je nazvan uljem za osvetljenje – fotogen. Prva rafinerija za preradu nafte u Rusiji započela je sa radom 1875. god. u gradu Bakuu na zapadnoj obali Kaspijskog jezera.

Prvi naftovod, dug 6 km, sagrađen je 1865. godine u SAD. Danas je mreža naftovoda veoma dobro razvijena, naročito na mestima odakle se crpi: Rusija, Magreb, Bliski istok, Kanada, SAD i dr. Najduži naftovod u Evropi i svetu je naftovod, koji se pruža od Tatarstana u Rusiji do Nemačke na dužini od preko 4000 km.

Magistralni naftovod ukupne dužine 735 km, pušten je u rad 1979. godine. On polazi iz Omišlja na Krku i ide do Siska gde se jedan krak grana prema Lendavi (ovde se odvaja krak za Budimpeštu i Bratislavu), a drugi preko Bosanskog Broda i Novog Sada do Pančeva.

Naftovodi se najčešće ukopavaju u zemlju na dubini od 0,80 – 1,50 m, mereno od površine zemlje do gornje ivice cevovoda. Ponekad se magistralni naftovodi polažu iznad zemlje na betonskim stubovima visine 0,50 – 0,75 m. Način polaganja magistralnih naftovoda može da bude ispod mora i jezera na raznim dubinama, itd.

Bezbednost transporta je maksimalna, naročito kad je cevovod ukopan u zemlju na propisanoj dubini. S obzirom na današnja sredstva zaštite od korozije, vek ovih cevovoda je relativno dug i iznosi u proseku 25 – 30 godina.

U zavisnosti od kapaciteta, prečnici magistralnih naftovoda iznose 400 – 1200 mm, dužina preko 50 km, a pritisak na početku cevovoda je 50 – 60 bar, i više. Naftovodi su složeni sistemi koji se sastoje od pumpnih stanica, sistema za zagrevanje nafte, sistema za daljinsko upravljanje, sistema za katodnu zaštitu, itd.

Cevovodni transport nafte je vrlo bezbedan, ekonomičan je i ekološki prihvatljiv, obezbeđuje transport nafte velikog kapaciteta na velike daljine. Analiza ekonomičnosti transporta sirove nafte i njenih produkata, raznim načinima transporta, pokazuje da je

transport tih sirovina cevovodima najekonomičniji kada je godišnji kapacitet transporta iznad pet miliona tona.

Gustina sirove nafte se najčešće kreće u granicama $\rho = (820 - 950) \text{ kg/m}^3$. Svako naftno polje sadrži vodu u količini i do 30%. Priprema nafte za transport počinje na naftnim poljima – na sabirnim sistemima. Priprema se sastoji u odvajanju rastvorenih gasova, slane vode i mehaničkih nečistoća, koji su redovni pratioci nafte iz ležišta. Ove primese ne odstranjuju se u potpunosti, već se proces nastavlja u pripremi nafte za preradu u rafineriji.

Odvajanje vode i soli iz sirove nafte tj. dehidratacija, predstavlja značajan deo procesa proizvodnje nafte, kao i pripreme za transport naftovodima. Procenat vode u sirovoj nafti je ograničen propisima, to jest rafinerije tolerišu maks. 1 – 2 % vode.

Sastavni deo svake rafinerije su rezervoari za sirovine, poluproizvode i gotove proizvode – derivate. Rezervoari su povezani cevovodima, pumpama. Rezervoari za sirovu naftu su povezani i sa naftovodom. Ovi rezervoari su takođe opremljeni grejačima za zagrevanje sirove nafte. Zapremina naftnih rezervoara je različita u zavisnosti od namene i kapaciteta i može da iznosi 5000 – 30000 m³.

Nafte sa visokim sadržajem parafina, obično imaju visoku tačku tečenja. Sadržaj parafina u sirovoj nafti sa naftnih polja u Vojvodini, Srbija, je 7,5 do 26 %, a temperatura tečenja nafte kreće se od +18 do +36 °C, Tabela 1.1. Uvozna sirova nafta ima tačku tečenja +8 °C.

Sirove nafte sa sadržajem parafina iznad 15%, su tzv. parafinske nafte. Ovakve nafte imaju visoke temperature tečenja i nepovoljne karakteristike za transport cevima. Kada je nafta zagrejana iznad temperature topljenja parafina, onda su parafini u tečnom stanju. Hlađenjem sirove nafte do temperature tečenja (stinjavanja), dolazi do pojave čvrstih čestica parafina, a potom i do geliranja nafte.

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.

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 [69].

Svako naftno polje daje naftu određenih karakteristika, gustine i viskoznosti. Sadržaj parafina je ključni parameter koji se analizira pri određivanju tečljivosti nafte. Na osnovu rezultata merenja, u Tabeli 1.1. i 1.2, date su karakteristike domaćih nafte sa

naftnih polja u Vojvodini, Srbija. 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 [17].

Na osnovu datih podataka o ponašanju parafinskih nafte, može se steći uvid u kompleksnost problema transporta sirove nafte cevima.

Tabela 1.1. Vrednosti sadržaja parafina i temperature tečenja nafte sa naftnih polja u Vojvodini, Srbija

Naftno Polje	Sadržaj parafina (%) mas.	Tačka tečenja (°C)	Gustina na 15°C (kg/m ³)
Kikinda	7,54	18	842,2
Elemir	7,47	24	861,5
Boka	15,95	38	869,7
Jermenovci	25,88	28	920,2
Sirakovo	23	36	834,2
Karađorđevo	10,4	24	874,6
Turija	16,87	33	893,5
Velebit	6,19	-30	918,8
Kelebija	5,89	-18	951,2

Na osnovu iscrpaka koje daju, domaće nafte se mogu podeliti u dve grupe :

- Domaće nafte koje su lakše i sličnih su osobina kao Kikinda, (Elemir, Sirakovo), imaju veći procenat benzina a manje LO, petrolejske i dizelske frakcije, Tabela 1.2.
- Domaće nafte koje su teže, imaju veliki procenat LO, a malo benzina i moguće ih je pripisati Velebitu, (Boka, Jermenovci, Karađorđevo, Turija, Palić, Kelebija), Tabela 1.2.

Tabela 1.2. Količine frakcija domaćih nafte

Prinosi na sirovu naftu	Benzini (% m/m)	Petrolejske i dizelske frakcije	LO /laki ostatak
Kikinda	16,87	35,93	45,24
Elemir	16,6	27,57	51,61
Boka	8,39	21,92	68,99
Jermenovci	0,92	18,34	79,48
Sirakovo	15,03	32,92	48,34
Karađorđevo	12,35	24,85	60,05
Turija	9,21	22,84	66,51
Velebit	2,07	30,21	67,53
Kelebija	1,82	19,81	77,98

Domaće nafte su nafte parafinskog tipa. Prosek sadržaja parafina domaćih nafti je 15,3 %, a tačka tečenja je 26 °C. Nafte sa naftnih polja Velebit i Kelebija imaju niske temperature tečenja (stinjavanja) od –30 i –18 °C, Tabela 1.1. i pripadaju tipu naftenske nafte. Uvozna sirova nafta ima tačku tečenja maks. +8 °C i pripada naftenskom tipu nafte.

I pored velikih napora koji se čine u svetu i kod nas, u cilju dobijanja podataka, koji su merodavni pri projektovanju naftovoda, može se reći da se i danas pojavljuju nedovoljno ekonomična rešenja transporta sirove nafte cevima.

Usavršavanje tehnike transporta nafte cevima, ima za cilj porast efikasnosti i ekonomičnosti ovih sistema transporta, tj. sniženje energetske i investicione troškova. Zbog toga je neophodno dalje istraživanje u ovoj oblasti u cilju iznalaženja optimalnih modela i numeričkih vrednosti relevantnih parametara procesa transporta koji bi što realnije odgovarali stvarnim sistemima. Iz tih razloga u disertaciji su data teorijska i eksperimentalna istraživanja, na konkretnom realnom postrojenju naftovoda u cilju određivanja optimalnih termičkih i hidrauličkih parametara transporta sirove nafte.

2. METODOLOŠKI KONCEPT

2.1. Problem istraživanja

Svako naftno polje daje naftu određenih karakteristika, gustine i viskoznosti. 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 [53].

Sirove nafte sa sadržajem parafina iznad 15%, su tzv. parafinske nafte. Ovakve nafte imaju visoke temperature tečenja i nepovoljne karakteristike za transport cevima. Kada je nafta zagrejana iznad temperature topljenja parafina, onda su parafini u tečnom stanju. Hlađenjem sirove nafte do temperature tečenja (stinjavanja), dolazi do pojave čvrstih čestica parafina, a potom i do geliranja nafte u cevovodu.

Nafte u Vojvodini, Srbija, imaju visok sadržaj čvrstog parafina 7,5 – 26 %. Temperatura tečenja ovih nafi je +18 do + 36 °C. Uvozna sirova nafta ima tačku tečenja +8 °C, i ne predstavlja toliko problem pri cevovodnom transportu.

Pri transportu zagrejane sirove nafte cevima, temperatura nafte na kraju cevovoda nesme biti niža od tačke tečenja. Ukoliko dođe do prekida protoka i hlađenja nafte u cevovodu ispod temperature tečenja, parafini će kristalisati, pri čemu će doći do geliranja mase nafte u cevovodu i problema sa radom pumpe, pogotovo u zimskom periodu. U takvim uslovima će ponovno uspostavljanje protoka zahtevati značajno veći pritisak. Naslage voska u cevovodima ne mogu se lako odkloniti zbog njegovog očvršćavanja tokom vremena. Iz tih razloga nastaju gubici u transportu i proizvodnji.

Pri transportu sirove nafte parafinskog tipa, na temperaturi ispod tačke tečenja, potreban je veći pritisak za pumpanje – potiskivanje. Zbog većeg broja faktora koji utiču na protočna svojstva nafte, ne postoji univerzalno rešenje za transport. Na osnovu datih podataka o ponašanju parafinskih nafte, može se steći uvid u kompleksnost problema transporta sirove nafte cevima.

Pregledom dosadašnjih istraživanja iz raspoložive literature, ustanovljeno je da ne postoji dovoljno kvalitativnih i kvantitativnih podataka za cevovodni transport sirove nafte. Zbog toga su neophodna istraživanja u ovoj oblasti u cilju iznalaženja modela i numeričkih vrednosti relevantnih parametara optimalnog transporta koji bi što realnije odgovarali stvarnim sistemima.

2.2. Predmet istraživanja

Naftovod je vrsta cevovoda koji služi za transport nafte od mesta proizvodnje do potrošača (rafinerija). Cevi magistralnog naftovoda obično su ukopane u zemlju, na dubini od 0,80 do 1,50 m, mereno od površine zemlje do gornje ivice cevovoda, a na

određenim mestima na trasi naftovoda se nalaze pumpne stanice pritiska 50 – 60 bar. Naftovodi su složeni sistemi koji se sastoje od pumpnih stanica, sistema za zagrevanje nafte, sistema za daljinsko upravljanje, sistema za katodnu zaštitu, itd.

U tezi su sprovedena teorijska i eksperimentalna istraživanja problematike transporta sirove nafte pomoću cevovoda – naftovoda, u cilju optimizacije termičkih i hidrauličkih parametara transporta i utvrđivanja koeficijenta prenosa toplote kroz naftovod, koeficijenta provođenja toplote, temperature zagrevanja sirove nafte, protoka, pada pritiska i dr. Obzirom da postoji relativno malo kvalitativnih i kvantitativnih podataka dobijenih na eksperimentalnim postrojenjima, a koji bi poslužili za proračun naftovoda, cilj teze je utvrđivanje podataka koji su neophodni pri projektovanju naftovoda, kao što su koeficijenti prenosa toplote (k), koeficijent provođenja toplote (kD_m), optimalna temperatura zagrevanja transportovane nafte (t_1), optimalni protok (q) i napor pumpe (Δp) i dr.

Na osnovu toga u razmatranje će se uzeti u obzir karakteristike konkretnog naftovoda i karakteristike pumpne stanice, kao što su protok, pritisak, temperatura nafte i snaga pumpe. Na osnovu eksperimentalnih merenja i teorijskih istraživanja određiće se koeficijenti prenosa toplote u uslovima rada i eksploatacije realnog naftovoda.

U okviru istraživanja određiće se numeričke vrednosti koeficijenta prenosa toplote i toplotne provodnosti naftovoda, kao i optimalne karakteristike cevovoda – naftovoda, protoka i napora pumpne stanice. Na osnovu rezultata merenja, teorijskih i eksperimentalnih istraživanja, primenom teorije korelacija određiće se matematički modeli tj. eksperimentalne (empirijske) jednačine, koje definišu međusobne zavisnosti optimalnih parametara transporta sirove nafte.

Karakteristika cevovoda – naftovoda se menja sa promenom temperature nafte i viskoznosti. Da bi se pogonska tačka pumpne stanice uvek nalazila u užoj oblasti i bila što bliža onoj tački za koju je pumpna stanica projektovana, mora se i karakteristika cevovoda održavati približno stalnom. To se postiže zagrevanjem sirove nafte na optimalnu temperaturu. Pri transportu sirove nafte cevima, temperatura nafte na kraju cevovoda nesme biti niža od tačke tečenja.

2.3. Cilj istraživanja

U literaturi postoji relativno malo podataka dobijenih sa konkretnih postrojenja za transport sirove nafte. Cilj istraživanja u okviru ove disertacije je utvrđivanje optimalnih radnih parametara i protočnog svojstva 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 i optimalni parametri rada.

Cilj istraživanja je utvrđivanje podataka koji su neophodni pri projektovanju naftovoda, kao što su koeficijent prenosa toplote kroz naftovod (k), koeficijent provođenja toplote (kD_m), optimalna temperatura zagrevanja transportovane nafte (t_1), optimalni protok (q), napor pumpe (Δp) i dr. Cilj teze je i utvrđivanje podataka koji su merodavni pri projektovanju, razvoju i edukaciji vezano za transport nafte cevima, kao i izbor optimalnih parametara i modela transporta. Cilj teze je proizišao obzirom da u aktuelnoj naučnoj i stručnoj literaturi ne postoji dovoljno relevantnih i pouzdanih podataka za proračun i projektovanje ovakvih sistema transporta.

Očekivani rezultati se sastoje u:

- u utvrđivanju matematičkih zakonitosti (empirijskih jednačina) između relevantnih termičkih i hidrauličkih parametara procesa. U optimizaciji relevantnih parametara transporta,
- kvalitativnom i kvantitativnom određivanju termičkih parametara, koeficijenata prenosa toplote i toplotne provodnosti naftovoda, kao i temperature zagrevanja sirove nafte pre uvođenja u cevovod,
- rezultati istraživanja imaju aplikativnu vrednost, obzirom da se zasnivaju na eksperimentalnim podacima dobijenim kao rezultat istraživanja na realnom postrojenju naftovoda za transport sirove nafte,
- disertacija će imati metodološki doprinos u komponenti edukacije u vezi cevovodnog transporta sirove nafte.

2.4. Hipoteza

Prema literaturnim izvorima [67, 68], [72], koeficijent prenosa - prolaza toplote kroz naftovod se kreće u širokom opsegu i iznosi: $k = (0,40 - 3,50) \text{ W/m}^2 \text{ K}$. U zavisnosti od debljine izolacije vrednosti za koeficijent prenosa toplote kroz naftovod mogu da budu i veće. Za dobro izolovane naftovode vrednosti za k , su znatno manje, a za loše izolovane i neizolovane naftovode, vrednosti za (k) su znatno veće. Očekuje se da će se na osnovu rezultata istraživanja dobiti koeficijent prenosa toplote u datim granicama. Na osnovu pregleda i saznanja iz literature [51], [68], koeficijent provođenja toplote se nalazi u opsegu: $kD_m = (0,140 - 0,725) \text{ W/mK}$. Predpostavka je da će se, na osnovu rezultata istraživanja dobiti koeficijent provođenja toplote u datim granicama.

Na osnovu saznanja iz literature [53], [68], vrednosti specifičnog pada pritiska u naftovodu kreću se u relativno širokom opsegu $\Delta p/l = (0,023 - 0,740) \text{ bar/100m}$. Očekuje se da će se na osnovu rezultata istraživanja dobiti odgovarajući pad pritiska u datim granicama.

Zagrevanjem sirove nafte pre uvođenja u cevovod, očekuje se povećanje nivoa pouzdanosti transporta da neće doći do geliranja nafte u cevovodu. Na osnovu utvrđenih radnih parametara i karakteristike cevovoda, predpostavka je da će se pogonska tačka

pumpne stanice nalaziti u užoj oblasti i biti što bliža onoj tački za koju je pumpna stanica projektovana.

Takođe se predpostavlja da će se zagrevanjem nafte pre uvođenja u cevovod, obezbediti optimalni uslovi transporta u pogledu smanjenja pada pritiska i snage pumpe. Izborom realnih i optimalnih parametara rada u domenu eksploatacionih karakteristika naftovoda može se obezbediti viša efikasnost rada naftovoda.

2.5. Metode istraživanja

U disertaciji se koriste kombinovane teorijske i eksperimentalne metode istraživanja. Metodološka osnova se bazira na kombinovanom prilazu sistemske teorije i analize eksperimentalnih saznanja i njihove sinteze. Koristi se statistička analiza i teorija korelacija, u cilju određivanja eksperimentalnih jednačina, koje definišu međusobne zavisnosti optimalnih parametara transporta sirove nafte. Za obradu rezultata eksperimentalnih istraživanja korišćen je softver Origin (OriginLab Corp., SAD).

3. PREGLED DOSADAŠNJIH ISTRAŽIVANJA I SAZNANJA IZ LITERATURE

Istraživanja koja su realizovana u dosadašnjim ispitivanjima imala su za cilj problematiku proizvodnje, transporta, skladištenja i prerade sirove nafte, kao i iznalaženje optimalnih rešenja.

Na osnovu pregleda literature u području istraživanja, u daljem tekstu su dati sledeći relevantni podaci i rezultati:

Prema literaturi [2], razmatrana je problematika transporta nafte i gasa gde su cevovodi izloženi nečistoćama (prašina, garež, opiljci, produkti oksidacije fluida, itd.) koje su tu najčešće prisutne zbog loše filtracije ili akumulacije tokom transporta. Nataložene nečistoće smanjuju protočni presek cevovoda i povećavaju gubitke pritiska. Posledice su: nizak stepen korisnog dejstva, česti kvarovi, porast troškova rada, itd. Čišćenjem taloga i nečistoća, značajno se povećava pouzdanost hidrauličkih uređaja. U radu su izvršene analize poznatih metoda čišćenja cevovoda i formirani kriterijuni (optimalan protok i vreme čišćenja), koje treba ispuniti da bi se proces čišćenja cevovoda obavio uz minimalne troškove.

U radu [10], dati su rezultati istraživanja faznog ravnotežnog modela taloženja parafinske nafte u procesu cevovodnog transporta. Dobijene su linearne fenomenološke jednačine prenosa toplote i mase pri transportu sirove nafte cevima. Izvršene su analize toplotnog i masenog protoka i koeficijenata prenosa toplote i mase, kao i drugih relevantnih parametara, koji imaju uticaj na taloženje parafina u procesu cevovodnog transporta.

U radovima [1], [11, 12], data je problematika startovanja pri cevovodnom transportu parafinske sirove nafte, nakon perioda zastoja. Pod zastojem se podrazumeva prekid transporta u nekom vremenskom periodu kada dolazi do hlađenja nafte u cevovodu. Strujanje može biti laminarno ili turbulentno. Bez obzira na vrstu strujanja, potrebno je pri ponovnom startovanju, obezbediti postepeno povećanje pritiska u cevovodu, kako ne bi došlo do pojave hidrauličkog udara.

U radu [14], izvršena je analiza i prikazani su sistemi za zagrevanje bušotinskih naftovoda za transport parafinskih nafti, koji se primenjuju u naftnoj industriji Srbije. Predstavljeni su sistemi elektro indukcionog zagrevanja i zagrevanja razmenjivačima toplote, kao i sistem zagrevanja bušotinskih naftovoda grejnim kablom. Na osnovu toga su predložene mogućnosti za efikasniji rad postojećih sistema zagrevanja bušotinskih naftovoda.

Jedna od metoda prema [16], uspešnog rešavanja problema taloženja parafina u bušotini pri proizvodnji parafinske nafte je primena električnog grejnog kabla. Zagrevanjem

električni grejni kabl uklanja nastali parafin u bušotini ili preventivno sprečava njegov nastanak. Grejni kablovi, koji se danas nalaze u upotrebi, karakterišu se veoma dobrim termičkim karakteristikama, ali imaju nedostatke sa aspekta savijanja i zatezne čvrstoće pri instaliranju /deinstaliranju u bušotini.

U radu [17], prikazani su rezultati eksperimentalnog istraživanja i simulacije parametara koji utiču na intenzitet taloženja parafina u naftnim bušotinama. Analiza je urađena za parafinsku naftu sa naftnog polja Turija. Eksperimentalno je određen intenzitet taloženja parafina tokom vremena. Dobijeni rezultati mogu se koristiti za određivanje optimalnih radnih parametara transporta.

Prema istraživanju [20] 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. Razlog smanjenja broja radnih dana u toku godine su nepovoljne protočne karakteristike visokoparafinskih nafti. Ovo prouzrokuje smanjenje broja radnih dana u toku godine i smanjenje kapaciteta proizvodnje.

Na osnovu teorije energetske bilansa [23], utvrđen je sistem proračunskih metoda za energetske efikasnost postrojenja za transport sirove nafte, uzimajući u obzir uticajne parametre i opremu. Energetska efikasnost postrojenja za transport sirove nafte, određuje se uzimajući u obzir sve mašine i uređaje, kao što su: transportne pumpe, razmenjivači toplote za grejanje i ostali potrošači električne energije, toplotne energije, kao i hidrauličke komponente – komprimovani vazduh.

U radu [24], prikazani su rezultati istraživanja pojave korozije pri transportu kiselog gasa i sirove nafte, pomoću čeličnih cevovoda. Rezultati ukazuju na to da za ove specifične uslove postoje razlike između nastanka korozije koja se formira u svakom cevovodu. Sulfidi i oksidi gvožđa bili su glavni razlog za koroziju i njihovo prisustvo je direktno povezano sa uslovima rada koji preovlađuju u cevovodima, kao i sa kvalitetom ugljovodonika. Najvažniji parametri u stvaranju uslova za koroziju su sadržaj vode, koncentracija vodonik – sulfida i prisustvo kiseonika u sistemu.

Skladištenje nafte i naftnih derivata [32], [45], neizbežno dovodi do pojave evaporativnih gubitaka, koji su važni sa stanovišta odgovarajućeg bilansa i sa stanovišta zaštite životne sredine. U radu je izvršena kvantifikacija evaporativnih gubitaka za različite tipove konstrukcija rezervoara sa fiksnim i plivajućim krovovima korišćenjem softverskog programa. Na osnovu rezultata procenjene su mase evaporativnih gubitaka po toni uskladištene tečnosti. Gubici sirove nafte za rezervoare sa fiksnim krovom iznose oko 0,5 kg/t sirove nafte, a za rezervoare sa plivajućim krovom oko 0,001 kg/t. Predmetni rezultati predstavljaju osnovu za analizu problema sa tehnokonomskog stanovišta i sa stanovišta zaštite životne sredine, u funkciji projektovanja.

U radu [46], prikazana je proizvodnja, sabiranje, transport nafte i gasa, kao i oplemenjivanje gasa: Razvoj tehnologije proizvodnje nafte i gasa (fontanske i gasliftne bušotine, dubinske pumpe – kačaljke, tehnologija utiskivanja vode u ležišta nafte radi povećanja ležišnog pritiska itd.); Razvoj sabirnog sistema za naftu i gas; Razvoj transporta nafte i gasa.

U istraživanjima prema radu [51], autori su predložili numerički model za izračunavanje toplotnih gubitaka, pri neizotermnom transportu sirove nafte kroz zakopane cevovode. Model omogućava izračunavanje gubitaka toplote na celoj dužini cevovoda, za različite vremenske intervale tokom transporta nafte.

U radu prema [55], prikazano je funkcionisanje sistema daljinskog nadzora i upravljanje pumpnim stanicama. Primenjen je savremen način prenosa podataka zasnovan na web platformi. Ona omogućuje stabilan i pouzdan prenos podataka od pumpnih stanica do dispečerskog centra i prenos signala od ovog centra do lokalne upravljačke jedinice. Sistem obezbeđuje operateru u dispečerskom centru vizuelno predstavljanje objekata upravljanja sa grafičkim i tabelarnim prikazom relevantnih veličina i parametara. Operater na ekranu SCADA sistema, ima uvid u funkcionalnost celog objekta, a pojava alarmnih izveštaja pomaže u lokalizaciji kvarova, što doprinosi znatnom povećanju efikasnosti održavanja. U radu je data tehnološka šema pumpne stanice sa pripadajućom opremom.

Transport nafte cevovodima je uobičajeni proces transporta u naftnoj industriji [58]. Sirova nafta iz različitih izvora ima različita svojstva zahvaljujući terenima i klimatskim uslovima koji imaju uticaj na transport tokom rada. Istraživanja su pokazala da je zagrevanje sirove nafte imalo statistički značaj od 95% nivoa pouzdanosti transporta da neće doći do geliranja nafte u cevovodu. Prema tome, fizičke osobine sirove nafte treba modifikovati (npr. zagrevanjem) kako bi se sprečio nastanak voska unutar naftovoda – cevovoda.

Prema istraživanju [63], emulzija vode i parafinske sirove nafte ima tendenciju da se gelatiniše pod uslovima zastoja (tj. kada dođe do prekida transporta nafte), kada je temperatura spoljašnje sredine niža od temperature topljenja parafina, što ugrožava sigurnost ponovnog startovanja cevovoda. Istraživanje je vršeno na cevovodu dužine 50 km. Transportovana je sirova nafta sa 30% gela, vode i parafina. Pri tome, potrebno vreme za uspostavljanje stabilnog protoka na terminalu cevovoda iznosilo je 2,1 do 5,8 puta više u poređenju sa vremenom za transport čiste sirove nafte. U međuvremenu, stabilna brzina protoka nakon startovanja pumpe znatno se smanjuje za 85,9 %. Cevovod kojim se transportuje parafinska sirova nafta, mogao bi uspešno ponovo da se pokrene pod pritiskom od 10 bara. U slučaju da se transportuje emulzija gela sa 60 % vode, potreban je pritisak od 50 bara. Svi ovi rezultati ukazuju na to da emulzifikacija parafinske sirove nafte otežava restart cevovoda, a produžavanje cevovoda povećava uticaj emulzifikacije.

U literaturi [67], date su teorijske osnove transporta sirove nafte, kao što su: proizvodnja i prerada sirove nafte, izgradnja naftovoda, tehnologija transporta sirove nafte naftovodima, hidraulički proračun naftovoda pri izotermnom strujanju, sistem zagrevanja sirove nafte i pad temperature duž naftovoda pri stalnom protoku. Navodi se i podatak o koeficijentu prenosa toplote kroz naftovod, koji se kreće u opsegu $k = (0,40 - 3,50) \text{ W/m}^2\text{K}$.

Prema literaturi [68], takođe je dat određen broj numeričkih primera iz prakse. Pad pritiska pri transportu zagrejane sirove nafte se kreće u opsegu: $\Delta p/l = (0,023 - 0,74) \text{ bar/100m}$ i koeficijent provođenja toplote $kD_m = (0,140 - 0,885) \text{ W/mK}$.

U publikaciji [66], razmatrana je sledeća problematika: Sakupljanje i priprema nafte i gasa za transport naftovodima i gasovodima, separacione metode razdvajanja trofaznih sistema: nafte, gasa i ležišnih voda, metode obrade nafte na naftnim poljima, priprema ležišnih voda za odlaganje, naftovodi, gasovodi, vrste strujanja u cevima, transport visokoparafinskih nafte.

U literaturi [77], data je teorijska obrada problema transporta sirove nafte kao što su: karakteristike naftovoda, tehnologija transporta sirove nafte naftovodima, elementi magistralnih naftovoda, hidraulični proračun naftovoda pri izotermnom strujanju.

U radu [80], izvršena je analiza optimalnih parametara naftovoda – kriterijumi, investiciona ulaganja u naftovod i godišnji troškovi. Transport sirove nafte od naftnog polja do rafinerije, može se obaviti naftovodom, železničkim cisternama, autocisternama, rečnim i pomorskim tankerima. Svaki od pomenutih vidova transporta ima svoja tehnološka i ekonomska ograničenja primene, što treba imati u vidu kod rešavanja konkretnih problema.

U radu [81], razmatrani su optimalni parametri naftovoda – izbor optimalne trase, izbor optimalnog prečnika cevovoda. Kod izračunavanja cene transporta naftovodom, kao i kod izbora optimalnih parametara naftovoda sa kriterijumom minimalnih godišnjih troškova, osnovu proračuna čine godišnji troškovi.

Tema rada [34] je analiza faza i postupka u procesu izgradnje cevovoda za povezivanje bušotine na sabirnu stanicu. U radu je dat prikaz svih operacija koje su potrebne da se pristupi izvođenju radova, to jest da se obuhvate sve faze neophodne za realizaciju projekta, od pripreme, organizacije gradilišta, izvođenja radova i tehničkog prijema. Kao osnova rada korišćeni su uprošćeni rudarski projekti za povezivanje bušotina, rad na terenu službi operative i tehničke pripreme i informacije preuzete sa portala NIS – a.

U radu [35], prezentovane su osnove proizvodnje i prerade sirove nafte. Sirovu naftu čini jedna višefazno-višekomponentna mešavina različitih ugljovodonika, vode, gasa i čvrstih čestica raznih materijala kao mehaničkih primesa. Zavisno od masenog učešća pojedinih faza i komponenata u mešavini, sirova nafta ima i odgovarajuća svojstva. Iz

više bušotina na naftonosnom polju sirova nafta se transportuje cevovodima do sabirnih stanica čiji broj zavisi od rasporeda i izdašnosti bušotina. Bušotine mogu da budu fontanske gas liftne i pumpne.

U radu [36], dat je opis elemenata magistralnog naftovoda i njihova funkcija. U magistralne naftovode ubrajaju se cevovodi kroz koje se transportuje prečišćena sirova nafta od otpremnih stanica na naftonosnim poljima do rafinerija ili od istovarnih stanica u rečnim i morskim pristaništima do rafinerija, kada se sirova nafta doprema tankerima.

U radu [37], istraživana je uticaj temperature i pritiska na promenu gustine nafte. Razmatrane su tri vrste nafte različitih gustina: (874, 894 i 889) kg/m³. Zagrevanjem nafte do 40 °C, gustina se znatno ne menja. Zagrevanjem nafte preko 40 °C, dolazi do smanjenja gustine nafte sa porastom temperature. Zapaža se linearno smanjenje gustine sa porastom temperature. Gustina uglavnom zavisi od temperature u oblasti normalnih pritisaka $p = (1 - 200)$ bar. Gustine sirovih nafti obično se kreću u opsegu od 820 – 950 kg/m³. Gustina nafte određuje se u standardnim uslovima $p = 1$ bar, $t = 15$ °C. Gustina nafte na nekoj drugoj temperaturi određuje se na osnovu poznate relacije prema [66].

Prema literaturi [53], data je cena izgradnje cevovoda u zavisnosti od prečnika. Tako npr. za cevovod prečnika 323 – 710 mm, cena izgradnje cevovoda iznosi 160340 – 330050 \$/km. Dati podaci mogu korisno poslužiti za približnu procenu potrebnih ulaganja za izgradnju cevovoda.

Prema podacima [30, 31], data je cena pumpnih stanica u (dolarima) po jedinici snage u kW, Tako npr. investiciona ulaganja u elekto pogon iznose 1088 \$/kW.

Prema literaturi [73], značajan deo u ceni izgradnje naftovoda ima vrednost cevi i opreme cevovoda i iznosi oko 60% od ukupne vrenosti sistema naftovoda. Cena pumpi takođe zauzima vrlo značajan udeo u izgradnji naftovoda. U cilju sprečavanja brzog propadanja cevovoda, potrebno je obezbediti zaštitu cevovoda od korozije. U tom pogledu koristi se katodna zaštita cevovoda.

U literaturi [24], [53], dati su podaci o kvarovima na naftovodima. I pored najsavremenije tehnike izgradnje i eksploatacije cevovoda i opreme naftovoda, nemoguće je eliminisati sve izroke pojave kvarova na cevovodnim sistemima. Usled nastanka kvara, dolazi do zastoja transporta cevovodnim sistemom ili sistem radi sa smanjenim kapacitetom. Usled kvara i zastoja može doći do gubitka fluida i curenja, što predstavlja potencijalnu opasnost za okolinu, obzirom da su nafta i naftni proizvodi vrlo zapaljivi. Najčešći uzrok pojave kvarova predstavlja korozija na cevovodu (35%) i mehaničke greške tj. pojave prslina na cevovodu (23%), itd.

U literaturi [23], [53], dati su podaci o temperaturi tla i uticaj na koeficijent prenosa – prolaza toplote kroz naftovod. Naftovodi su obično ukopani u zemlju na dubini 1,0 do

1,5 m, pa je temperatura nafte zavisna od okolne temperature tla. Temperatura tla varira u toku godine. U oblastima umerene klime temperatura tla varira od +2 do +15 °C, u toku godine. U alpskim oblastima temperatura tla varira od –2 do +5 °C. Prilikom projektovanja naftovoda za transport zagrejane sirove nafte, uzima se minimalna temperatura tla na dubini ukopavanja naftovoda. Promena temperature tla u toku godine kao i u toku dana ima sinusoidni karakter. Koeficijent toplotne provodnosti tla je podložan promeni, zbog uticaja vlažnosti tla. Na osnovu toga prikazane su promene koeficijenta prenosa toplote u periodu od godinu dana na jednom naftovodu, dobijene merenjem duž trase naftovoda. Koeficijent prenosa toplote se kreće u opsegu 1,7 – 2,2 W/m²K. Naftovod je izolovan izolacionom trakom protiv korozije.

Temperatura sredine na dubini ukopavanja naftovoda za zimske uslove, kao najpovoljnija uzima se da je 0 °C prema [73].

Prema literaturi [69], data je analiza uticaja parafina i parafinskog voska na tačku tečenja (stinjavanja). Parafini i parafinski voskovi imaju opštu hemijsku formulu C_nH_{2n+2} i sastoje se iz lanca atoma ugljenika spojenih sa atomima vodonika. Temperature topljenja parafina se značajno povećavaju sa brojem atoma ugljenika u lancu. U Tabeli 3.1. dati su podaci o porastu temperature topljenja parafina sa porastom broja atoma ugljenika. Za broj atoma ugljenika 16 – 25, tačka topljenja parafina se kreće u intervalu 18 – 54 °C. Visoko parafinske nafte karakteriše visoka temperatura tečenja (stinjavanja) koja se kreće od 15 do 46 °C.

Tabela 3.1. Tačka topljenja n – parafina

Broj atoma ugljenika	Tačka topljenja (°C)
16	18
17	22
18	28
19	35
20	37
23	50
25	54

Sadržaj parafina u nafti ima dominantni uticaj na svojstva visoko parafinskih nafti, a posebno ima uticaj na protočna svojstva nafte [53]. Kod sadržaja parafina 12,7 – 29,3 %, tačka tečenja je 23 – 36 °C, Tabela 3.2. Zbog većeg broja faktora koji utiču na protočna svojstva nafte, ne postoji univerzalno rešenje za transport. Poznato je više rešenja za transport sirovih nafti, kao što su: transport nafte u zagrejanom stanju, transport razređene nafte, itd.

Tabela 3.2. Tačke tečenja nafte sa različitim sadržajem parafina

Sadržaj n-parafina u masenim (%)	Tačka tečenja (°C)
12,7	23
15,4	27
18	29
23	33
29,3	36

Prema [69], [73], razni autori su predložili različite sisteme klasifikacije sirove nafte. Autori N. D. Černožukov i S. H. Obradčikov su predložili četiri tipa sirovih nafte prema hemijskim karakteristikama, a to su:

- Parafinska sirova nafta (parafinsko – naftenski tip),
- Naftensko-parafinska sirova nafta,
- Naftenska sirova nafta (naftensko – aromatski tip),
- Asfaltna sirova nafta (parafinsko – naftensko – aromatski tip).

Prema [48], na osnovu grupnog sastava (sadržaja naftena, aromata i parafina) nafte se dele na:

1. Parafinske (preko 75 % alkana), SAD, Persijski zaliv, domaća ležišta Vojvodina, Srbija
2. Naftenske (većinom do 70 % naftena), SAD, Meksiko, Venecuela, Afrika, Velebit, Kelebija
3. Parafinsko – Naftenske (60 – 70 % alkana i preko 20 % naftena), Kontinentalna SAD, Persijski zaliv
4. Parafinsko – Naftensko – Aromatska, Kavkaz
5. Naftensko – Aromatske (preko 35% naftena i oko 35 % aromata), Kalifornija, Teksas, Burma
6. Asfaltne (teške nafte sa preko 60% smola i asfaltena), Trinidad
7. Naftensko – Aromatsko – Asfaltne, Kalifornija, Teksas.

Pored klasifikacije prema hemijskim karakteristikama sirove nafte, postoje i druga fizička i termička svojstva, koja je potrebno poznavati i koja se javljaju kao funkcija temperature fluida. Za rešavanje problema transporta sirove nafte cevima, potrebno je poznavati niz parametara: gustinu nafte, viskoznost nafte, temperaturu stinjanja, specifični toplotni kapacitet, koeficijent toplotne provodnosti, itd. Svi ovi parametri tesno su zavisni od temperature. Povećanjem temperature gustina nafte opada, kao i viskoznost (nafta postaje tečljivija) [69].

U literaturi [14], [16], [18], razmatrani su sistemi zagrevanja sirove nafte. Razlikuju se dva sistema zagrevanja kao što su: sistem prethodnog zagrevanja i sistem usputnog zagrevanja. Sistem prethodnog zagrevanja sirove nafte: zagrevanje se vrši do potrebne

temperature, pre pumpanja nafte u cevovod. Tako zagrejana nafta se pomoću pumpi potiskuje u naftovod, u kome postepeno temperatura opada i nafta se hladi. Iz tih razloga se temperatura prethodnog zagrevanja određuje tako da se nafta i pored gubitaka toplote može neprekidno prepumpavati. Prethodno zagrevanje sirove nafte se primenjuje u sledećim slučajevima:

- kada se transport sirove nafte vrši neprekidno – kontinualno,
- kada se transportuje sirova nafta koja ima visoku temperaturu tečenja.

U literaturi [53], prikazan je pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka parafinske sirove nafte kroz cevovod $D = 323$ mm, (12") i dužine 32000 m, 20000 m, 16000 m. Polazna temperatura nafte za svaki cevovod je $t = 66$ °C, a temperatura okolnog tla je $t_z = 4$ °C. Tako za cevovod dužine 32000 m, kod startovanja uočava se nagli porast pritiska do 120 bara, nakon toga dolazi do pada pritiska na oko 60 bara, kada se uspostavlja stacionarno stanje protoka.

U literaturi [52, 53], [73] razmatrana je problematika temperature nafte u naftovodu u uslovima prekida protoka i zaustavljanja protoka. Vrlo je značajno poznavanje temperature fluida duž cevovoda kada nastane zastoje u protoku tj. kako se kreće temperatura fluida u zavisnosti od vremena stajanja, odnosno kojom se brzinom hladi. Dat je model za određivanje promene temperature nafte u naftovodu u zavisnosti od trajanja vremenskog perioda nakon zaustavljanja protoka nafte. Temperatura nafte pre zaustavljanja protoka je bila 70 °C, gustina nafte je $\rho = 968$ kg/m³, temperatura okolne sredine je $t_{zemlje} = 0$ °C, unutrašnji prečnik cevovoda je $D_u = 273$ mm, spoljašnji prečnik cevovoda je $D_s = 292$ mm, spoljašnji prečnik sa izolacijom je $D_{iz} = 392$ mm. Najintenzivnije hlađenje je u prvih 50 časova, tada se nafta u cevovodu ohladi za $\Delta t = 25$ °C, brzina hlađenja je 0,50 °C/h.

U literaturi [53], [73] razmatrana je problematika rezređivanja sirove nafte, sa ciljem da se smanji viskoznost i poboljšaju uslovi za cevovodni transport nafte. Protočna svojstva sirove nafte koje imaju visoki sadržaj parafina i viskoviskozne nafte, mogu se znatno poboljšati ako se nafta pomeša sa naftnim proizvodima kao što su: dizel gorivo, gazolin ili kerozin. Pri tome odnos fluida koji se mešaju određuje se laboratorijskim putem. Na primer efekat mešanja sirove nafte sa naftom manje viskoznosti kao što je gazolin, kerozin ili dizel gorivo, se određuje laboratorijski, utvrđivanjem krivih tečenja za različite mešavine na različitim temperaturama.

Pregledom dosadašnjih istraživanja iz raspoložive literature, ustanovljeno je da ne postoji dovoljno kvalitativnih i kvantitativnih podataka za cevovodni transport sirove nafte. Zbog toga su neophodna istraživanja u ovoj oblasti u cilju iznalaženja novih modela i numeričkih vrednosti parametara optimalnog transporta koji bi što realnije odgovarali stvarnim sistemima.

4. IDENTIFIKACIJA KLJUČNIH PARAMETARA ISTRAŽIVANJA

4.1. Pad pritiska pri izotermnom strujanju

Kada se transport fluida tj. sirove nafte obavlja pri konstantnoj temperaturi, tj. kada je temperatura na početku cevovoda jednaka temperaturi na kraju cevovoda, onda je to izotermno strujanje.

Ako je promena temperature duž cevovoda neznatna i tada se može pretpostaviti da je strujanje izotermno, tj. promena temperature duž cevovoda je zanemarena. Promenom temperature nafte, menja se i viskoznost i pad pritiska, na osnovu toga se menja i karakteristika cevovoda. Promenom karakteristike cevovoda dolazi do promene pogonske tačke pumpne stanice.

Pad pritiska usled trenja, kada je strujanje laminarno, određuje se pomoću sledeće relacije [67], [77] :

$$\Delta p = \frac{128 \rho v q l}{\pi D^4} \quad (4.1)$$

Prelazni nestabilni režim strujanja za vrednost $2320 < Re < 4000$, treba izbegavati. Kada se radi o strujanju u hidraulički glatkim cevima, tada se koeficijent trenja određuje iz relacije $\lambda = \frac{64}{Re}$. U slučaju da je strujanje turbulentno $4000 < Re < 100000$, koristi se *Blazijusov* obrazac za pad pritiska [67]:

$$\Delta p = 0,241 \frac{\rho v^{0,25} q^{1,75} l}{D^{4,75}} \quad (4.2)$$

gde su:

ρ (kg/m³) – gustina transportovane sirovine,

v (m²/s) – kinematska viskoznost,

q (m³/s) – protok transportovane sirovine,

l (m) – dužina cevovoda,

D (m) – unutrašnji prečnik cevovoda.

Relacije (4.1) i (4.2), služe za određivanje pada pritiska, usled trenja pri izotermnom strujanju sirove nafte i njenih težih frakcija.

4.2. Pad temperature duž naftovoda pri stalnom protoku

Prilikom transporta zagrejjane sirove nafte, dolazi do razmene toplote sa okolinom. Tako dolazi do pada temperature nafte u smeru njenog strujanja. Sa transportovane sirove nafte, toplota se prenosi na cevovod i predstavljena je sledećom relacijom [39], [53], [67]:

$$Q = mc_n (t_1 - t_x) \quad (4.3)$$

gde je:

m (kg/s) – maseni protok,

t_1 ($^{\circ}\text{C}$) i t_x ($^{\circ}\text{C}$) – srednje temperature po preseku na početku i na rastojanju x (m), od početka cevovoda,

c_n (J/kgK) – specifićni toplotni kapacitet.

Kolićina toplote prema jednaćini (4.3), jednaka je toploti koja prođe kroz cevovod na istoj dućini i iznosi:

$$Q = kD_m \pi x \Delta t_{mx} \quad (4.4)$$

gde je:

k (W/m²K) – koeficijent prolaza toplote kroz naftovod,

D_m (m) – srednji prećnik cevovoda koji je izolovan,

Δt_{mx} ($^{\circ}\text{C}$) – srednja logaritamska razlika temperature u odnosu na dućinu x (m) cevovoda.

Temperatura Δt_{mx} raćuna se pomoću sledeće formule:

$$\Delta t_{mx} = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_x}{\ln \frac{\Delta t_1}{\Delta t_x}} = \frac{t_1 - t_x}{\ln \frac{t_1 - t_a}{t_x - t_a}} \quad (4.5)$$

gde je: t_a ($^{\circ}\text{C}$) – temperature okoline.

Iz jednaćine (4.3), (4.4) i (4.5), dobija se:

$$t_x = t_a + (t_1 - t_a) e^{-ax} \quad (4.6)$$

gde je:

$$ax = \frac{kD_m \pi x}{mc_n} \quad (4.7)$$

za $x = l$ (dužina cevovoda u metrima), je $t_x = t_2$ pa se iz jednačine (4.6) dobija temperatura na kraju cevovoda:

$$t_2 = t_a + (t_1 - t_a)e^{-al} \quad (4.8)$$

Za spoljnu proračunsku temperaturu $t_a = 0$ °C, dobija se:

$$t_1 = t_2 e^{al} \quad (4.9)$$

Obzirom da je uvek poznata bar jedna od temperatura t_1 ili t_2 , moguće je odrediti drugu iz gornjih relacija. Tako je pad temperature duž naftovoda određen razlikom između polazne i krajnje temperature nafte $\Delta t = t_1 - t_2$.

Zavisnost između viskoznosti i temperature kod tečnih fluida daje se u vidu dijagrama ili u obliku izraza:

$$\nu = \frac{C}{t^m} \quad (4.10)$$

Konstante C i m iz jednačine (4.10) se određuju merenjem viskoznosti na onoliko temperatura koliko ima izabrani izraz konstanti.

4.3. Koeficijent prenosa toplote

Proces koji se sastoji od konvektivnog i konduktivnog prenosa toplote, naziva se prolaz toplote. Prolaz toplote je karakterističan slučaj prenosa toplote kod mnogih procesnih i termotehničkih mašina i uređaja, [39].

Koeficijent prenosa toplote kroz naftovod zavisi od režima strujanja, fizičkih svojstava transportovane sirove nafte, prečnika cevovoda i od kvaliteta i vrste izolacije. Na Slici 4.1, prikazani su prečnici naftovoda sa izolacijom. Koeficijent prenosa toplote, određuje se pomoću sledeće jednačine [67], [73]:

$$\frac{1}{kD_m} = \frac{1}{\alpha_i D_{ci}} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{D_{ca}}{D_{ci}} + \frac{1}{2\lambda_{iz}} \ln \frac{D_{iza}}{D_{izi}} + \frac{1}{\alpha_a D_{iza}} \quad (4.11)$$

gde je:

$$D_m = \frac{D_{ci} + D_{iza}}{2} \quad (\text{m}) - \text{srednji prečnik cevovoda sa izolacijom,}$$

α_i (W/m²K) – koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod,

λ_c (W/mK) – koeficijent provođenja toplote cevovoda,

λ_{iz} (W/mK) – koeficijent provođenja toplote izolacije,

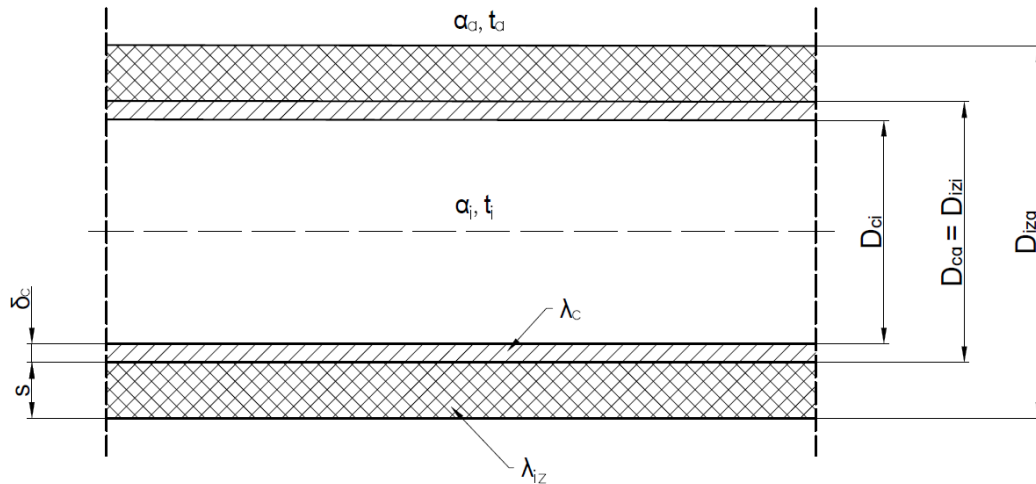
α_a (W/ m²K) – koeficijent prelaza toplote sa cevovoda na okolnu sredinu,

D_{ci} (m) – unutrašnji prečnik cevovoda,

D_{ca} (m) – spoljašnji prečnik cevovoda,

D_{izi} (m) – unutrašnji prečnik izolacije,

D_{iza} (m) – spoljašnji prečnik izolacije.



Slika 4.1. Prečnici naftovoda sa izolacijom

Za velike prečnike cevovoda iznad 500 mm, koristi se relacija za određivanje koeficijenta prenosa toplote u sledećem obliku:

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_i} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{\delta_{iz}}{\lambda_{iz}} + \frac{1}{\alpha_a} \quad (4.12)$$

gde su:

δ_c (m) – debljina zida cevi,

δ_{iz} (m) ili s (m), – debljina izolacije.

Ako je cevovod neizolovan, koeficijent prenosa toplote se određuje iz sledeće relacije:

$$\frac{1}{k} \approx \frac{1}{\alpha_i} + \frac{1}{\alpha_a} = \frac{\alpha_i + \alpha_a}{\alpha_i \alpha_a} \quad (4.13)$$

Koeficijent prelaza toplote zavisi od režima strujanja i fizičkih svojstava transportovane sirove nafte:

$$\alpha_i = \frac{\lambda_n Nu}{D_{ci}} \quad (4.14)$$

gde je:

Nu – Nuseltov broj,

λ_n (W/mK) – koeficijent provođenja toplote sirove nafte.

Imajući u vidu da se radi o velikim dužinama cevovoda, može da se uzme približno vrednost $Nu = 3,65$ za laminarno strujanje. Prosečna vrednost toplotne provodnosti nafte na standardnim uslovima iznosi $\lambda_n = 0,12$ W/mK, [68].

Za turbulentno strujanje u hidraulički glatkim cevima i za $\delta/D \ll 1$ važi sledeća relacija:

$$Nu \approx 0,116 (Re^{0,67} - 125) Pr^{0,33} \left(\frac{v_s}{v_c} \right)^{0,14} \quad (4.15)$$

gde je: $\frac{v_s}{v_c}$ odnos kinematskih viskoznosti sirove nafte u osi cevi i u blizini njenog zida.

U formuli (4.15) se Rejnoldsov i Prandtlov broj određuju po sledećim formulama:

$$Re = \frac{V \cdot D_{ci}}{\nu} \quad (4.16)$$

$$Pr = \frac{\rho v c_n}{\lambda_n} \quad (4.17)$$

gde je:

ν (m²/s) – kinematska viskoznost,

c_n (J/kgK) – specifični toplotni kapacitet,

V (m/s) – brzina strujanja,

ρ (kg/m³) – gustina sirove nafte,

D_{ci} (m) – unutrašnji prečnik naftovoda.

Prosečna vrednost specifičnog toplotnog kapaciteta nafte na standardnim uslovima iznosi prema [68], $c_n = 1885$ J/kgK.

4.4. Pad pritiska pri neizotermnom strujanju

Prilikom cevovodnog transporta zagrejane sirove nafte, temperatura nafte opada u smeru strujanja prema kraju cevovoda. Pri tome viskoznost nafte se povećava u smeru strujanja. Koeficijent trenja nije više konstantan duž cevovoda. Gubici usled trenja rastu u poređenju sa gubicima prilikom transporta zagrejane sirove nafte pri konstantnoj temperaturi.

Pad pritiska usled trenja između preseka na početku i kraju cevovoda za slučaj laminarnog strujanja određuje se pomoću sledeće jednačine [53], [67]:

$$\Delta p = \frac{128 \rho v_1 q l}{\pi D_{ci}^4} \left(\frac{\alpha_i D_{ci}}{\alpha_i D_{ci} - k D_m} \right)^{0,25m} \frac{e^{mal} - 1}{mal} \quad (4.18)$$

gde je:

ρ (kg/m³) – gustina transportovane sirovine,

v_1 (m²/s) – kinematska viskoznost,

q (m³/s) – protok transportovane sirovine,
 l (m) – dužina cevovoda,
 D_{ci} (m) – unutrašnji prečnik cevovoda,
 α_i (W/m²K) – koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod,
 kD_m (W/mK) – koeficijent provođenja toplote naftovoda,
 al – određuje se pomoću relacije (4.7), $x = l$,
 $m = 2 - 4$, za naftu prema [53], [67].

Pad pritiska usled trenja između preseka na početku i kraju cevovoda za slučaj turbulentnog strujanja određuje se pomoću sledeće jednačine:

$$\Delta p = 0,241 \frac{\rho v_1^{0,25} q^{1,75} l}{D_{ci}^{4,75}} \left(\frac{\alpha_i D_{ci}}{\alpha_i D_{ci} - k D_m} \right)^{0,14m} \frac{e^{0,25mal} - 1}{0,25mal} \quad (4.19)$$

4.5. Koeficijent trenja

Koeficijent trenja u opštem slučaju zavisi od Rejnoldsovog broja i relativne hrapavosti (δ/D) okvašene površine cevovoda. U jednom određenom području (Re) broja relativna hrapavost okvašene površine ne utiče na koeficijent trenja. To je oblast laminarnog strujanja. Za ovu oblast Navije – Stoksove jednačine za cevi kružnog preseka daju sledeću zavisnost [53], [67] :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (4.20)$$

Neposredno iza laminarne oblasti prostire se prelazna zona, koju treba izbegavati. Za oblast turbulentnog strujanja za $4000 < Re < 100000$, koeficijent trenja se određuje iz relacije (*Blasius*):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (4.21)$$

4.6. Koeficijent konvektivnih gubitaka usled strujanja vetra

Za naftovod položen iznad zemlje na stubovima nosačima, karakteristično je da dolazi do toplotnih gubitaka usled strujanja vetra. Prema lit. [44], [53], [68] koeficijent konvektivnih gubitaka je:

$$\alpha_a = 5,7 + 3,8 V_o \quad (\text{W/m}^2\text{K}) \quad (4.22)$$

$$\alpha_a = 7,2 \cdot V_o^{0,78} \quad (\text{W/m}^2\text{K}) \quad (4.23)$$

gde je:

V_o (m/s) – brzina vetra.

Pri brzini vetra $V_o = 10$ m/s, koeficijent konvektivnih gubitaka iznosi $\alpha_a = 43,4$ W/m²K.

4.7. Koeficijent gubitaka za ukopani naftovod u zemlji

Koeficijent gubitaka za ukopani naftovod u zemlji, određuje se na osnovu poznate relacije prema [53] :

$$\alpha_a = \frac{2\lambda_t}{D_{iza} \ln \frac{4h}{D_{iza}}} \quad (4.24)$$

gde je:

$\lambda_t = 1,764 \text{ W/mK}$ – toplotna provodnost zemlje,

D_{iza} (m) – spoljašnji prečnik izolacije,

h (m) – dubina na kojoj je naftovod položen u zemlju.

4.8. Pad pritiska i snaga pumpe

Za određivanje pada pritiska pri izotermnom strujanju nafte kroz cevovod koristi se jednačina (4.1) za laminarno strujanje kao i jednačina (4.2) za turbulentno strujanje.

U slučaju da se proračun izvodi za neizotermno strujanje, onda se za pad pritiska koristi relacija (4.18) za laminarno strujanje, kao i relacija (4.19) za turbulentno strujanje. Poznavanje pada pritiska ima veliki značaj za određivanje snage pumpe i izbor standardne pumpe.

Na osnovu karakteristike pumpe (protok, pad pritiska), pravi se raspored i broj pumpnih sanica na trasi naftovoda. U cilju pouzdanog rada, lakšeg održavanja i zamene u slučaju kvara i remonta, odabrani pumpni agregati treba da budu jednoobrazni tj. (jedan tip pumpi) na celoj trasi naftovoda.

Za transport nafte i naftnih derivata koriste se centrifugalne i klipne pumpe. Izbor tipa pumpe zavisi od uslova eksploatacije i tehničko – ekonomskih pokazatelja.

Centrifugalne pumpe imaju najveću primenu u cevovodnom transportu nafte, kao primarno rešenje. Postižu velike kapacitete transporta, ravnomeran protok fluida, pogon elektromotorom neposrednim povezivanjem osovine pumpe za osovinu elektromotora itd.

Klipne pumpe nemaju veću primenu u cevovodnom transportu nafte, kao primarno rešenje. Obično se kombinuju sa centrifugalnim pumpama. Imaju primenu za transport veoma viskoznih fluida i kod transporta manjih kapaciteta gde su potrebni visoki pritisci.

Kod centrifugalnih pumpi na osnovu poznatih jednačina iz literature, važe sledeće relacije koje određuju zavisnosti osnovnih karakteristika pumpe, kapaciteta (Q), pada pritiska (Δp) i snage (N), sa promenom broja obrtaja (n):

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2} \quad (4.25)$$

$$\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 \quad (4.26)$$

$$\frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3 \quad (4.27)$$

Snaga pumpe određuje se iz sledeće relacije:

$$N = \frac{q \cdot \Delta p}{1000 \cdot \eta_p} \quad (4.28)$$

gde je:

N (kW) – snaga pumpe,

q (m³/s) – protok fluida,

Δp (Pa) – pad pritiska,

η_p – stepen korisnosti pumpe.

Vrlo značajna karakteristika pumpe je maksimalna visina usisa. Poznato je da bi teorijski pumpa mogla da usisa vodu (na temperaturi okoline i na nivou mora), sa maksimalne visine oko 10,33 m ako je atmosferski pritisak jednak stubu vode visine 10,33 m koji će potisnuti tečnost u usisni vod pumpe, kada je ona u pogonu. Međutim napon pare tečnosti koja se usisava, brzina strujanja tečnosti u usisnom vodu, gubici pritiska usled trenja i lokalni otpori na usisnom vodu, imaju uticaja na znatno smanjenje usine visine pumpe. Iz tih razloga proizvođač pumpe daje vrednost neto pozitivne usisne visine NPSH (net positive suction head) u odnosu na veličinu protoka.

Kad pritisak tečnosti padne ispod pritiska pare tečnosti dolazi do izdvajanja gasa. Uslov za pojavu kavitacije u radu pumpe je formiranje gasa. Da bi se izbegla kavitacija, stvaranje gasnih jastuka i oštećenje pumpe prilikom rada, treba obezbediti pritisak na usisu koji neće pasti ispod pritiska para tečnosti.

4.9. Redno i paralelno povezivanje pumpi

Pumpna stanica sastoji se od više pumpi. Pumpe mogu biti vezane u rednu ili paralelnu vezu, u zavisnosti od karakteristike cevovoda u pogledu kapaciteta i pritiska. U rednu ili paralelnu vezu, povezuju se samo pumpe istovetnih karakteristika. Kod redne veze dve pumpe, usis druge pumpe je vezan za potisni vod prve pumpe. Kod redne veze pumpi pritisak se udvostručuje, a protok ostaje isti. Kod paralelnog rada pumpi, pumpe

imaju zajednički usis i potis preko zajedničkog kolektora. Kod paralelnog povezivanja pumpi, pritisak ostaje isti, a protok se udvostručuje.

4.10. Količina toplote za zagrevanje sirove nafte u rezervoaru

Zagrevanje sirove nafte pre uvođenje u cevovod vrši se u rezervoaru (1), prema šemi eksperimentalnog postrojenja, Slika 5.1.

Količina toplote za zagrevanje određuje se iz sledeće jednačine [73] :

$$Q_R = V \rho c_n (t_{kn} - t_{pn}) \frac{1}{\eta_t} \quad (4.29)$$

gde je:

V (m^3) – zapremina nafte u rezervoaru (1)

ρ (kg/m^3) – gustina sirove nafte

c_n (kJ/kgK) – specifični toplotni kapacitet sirove nafte

t_{kn} ($^{\circ}C$) – krajnja temperatura nafte u rezervoaru

t_{pn} ($^{\circ}C$) – početna temperatura nafte u rezervoaru

η_t – termički stepen iskorišćenja grejača sa vodenom parom, ($\eta_t = 0,9$)

Toplotni gubici kroz rezervoar (1), Slika 5.1, prema [68] iznose:

$$Q_g = A_d \cdot k_d \cdot t_{sr} + A_k \cdot k_k \cdot t_{sr} + A_o \cdot k_o \cdot t_{sr} \quad (4.30)$$

gde je:

A_d (m^2) – površina dna rezervoara

A_k (m^2) – površina krova rezervoara

A_o (m^2) – površina omotača rezervoara

k_d (W/m^2K) – koeficijent prenosa toplote dna rezervoara, ($k_d = 0,24 W/m^2K$)

k_k (W/m^2K) – koeficijent prenosa toplote krova rezervoara, ($k_k = 0,69 W/m^2K$)

k_o (W/m^2K) – koeficijent prenosa toplote omotača rezervoara, ($k_o = 1,09 W/m^2K$)

Srednja temperarura:

$$t_{sr} = \frac{1}{3} (2t_{kn} + t_{pn}) \quad (4.31)$$

Ukupna količina toplote:

$$Q = Q_R + Q_g \quad (4.32)$$

Količina (potrošnja) vodene pare:

$$G_p = \frac{Q}{r} \quad (4.33)$$

gde je:

r (kJ/kg) – toplota isparavanja.

Sirova nafta u rezervoaru (1) se zagreva pomoću grejača (9) sa vodenom parom sledećih karakteristika: ($p = 4$ bar, $t = 160$ °C, $r = 2775$ kJ/kg).

4.11. Količina toplote za zagrevanje naftovoda

Prema šemi eksperimentalnog postrojenja, Slika 5.1, vrši se prethodno zagrevanje sirove nafte u rezervoaru (1). Nakon uvođenja u naftovod – cevovod (3) i u toku transporta nafta se hladi u smeru srujanja i svoju toplotu predaje okolnoj sredini. Šema zagrevanja naftovoda (3) data je na Slici 5.2. Za gubitke toplote važi sledeća relacija [39], [73]:

$$Q_g = Gc_n(t_p - t_k) = k\pi D l(t_{sr} - t_o) \quad (4.34)$$

gde je:

G (kg/h) – količina protoka sirove nafte

c_n (kJ/kgK) – specifični toplotni kapacitet sirove nafte

k (kJ/m²hK) – koeficijent prenosa toplote

D (m) – prečnik cevovoda

l (m) – dužina naftovoda

t_o – temperatura okolne sredine

t_p – temperatura zagrevanja nafte pre pumpanja u cevovod

t_k – temperatura nafte na kraju cevovoda

t_{sr} – srednja temperatura

$$t_{sr} = \frac{1}{2}(t_p + t_k)$$

Količina (potrošnja) vodene pare:

$$G_p = \frac{Q_g}{r \cdot \eta_t} \quad (4.35)$$

gde je:

r (kJ/kg) – toplota isparavanja,

$\eta_t = (0,45 - 0,50)$ – termički stepen iskorišćenja grejača naftovoda, $\eta_t = 0,475$, Slika 5.2.

Naftovod (3) se zagreva vodenom parom sledećih karakteristika: ($p = 12$ bar, $t = 200$ °C, $r = 2818$ kJ/kg).

5. OPIS EKSPERIMENTALNOG POSTROJENJA

Ekperimentalna ispitivanja i merenja izvršena su na konkretnom realnom postrojenju za skladištenje i transport sirove nafte u Rafineriji nafte Novi Sad (RNS) i Transnafta Pančevo. Šema eksperimentalnog postrojenja data je na Slici 5.1. Sirova nafta se doprema sa više naftnih polja do rafinerije kao domaća nafta. Uvozna nafta se transportuje posebnim naftovodom¹. Svako naftno polje daje naftu određenih karakteristika, gustine i viskoznosti, Tabela 1.1.

Sirova nafta se skladišti u sekciji tehnoloških rezervoara. Rezervoari su međusobno povezani manipulativnim cevovodima i pumpama u cilju neophodnog preusmeravanja sirove nafte. Transport tj. otprema nafte prema magistralnom naftovodu² (5), vrši se iz rezervoara (1). U sekciji tehnoloških rezervoara se vrši homogenizacija sirove nafte. Pripremljena (homogenizovana) sirova nafta iz rezervoaru (1), se transportuje pomoću pumpi (2), i naftovoda (3), do pumpe (4). Pomoću pumpe (4), i magistralnog naftovoda (5), sirova nafta se transportuje do merne stanice (6), i rezervoara (7).

Sadržaj parafina je ključni parametar koji se analizira pri određivanju tečljivosti nafte Tabela 1.1. Karakteristike sirove nafte koja se transportuje ne prelaze granične vrednosti date u Tabeli 5.1, prema [78].

Tabela 5.1. Karakteristike sirove nafte

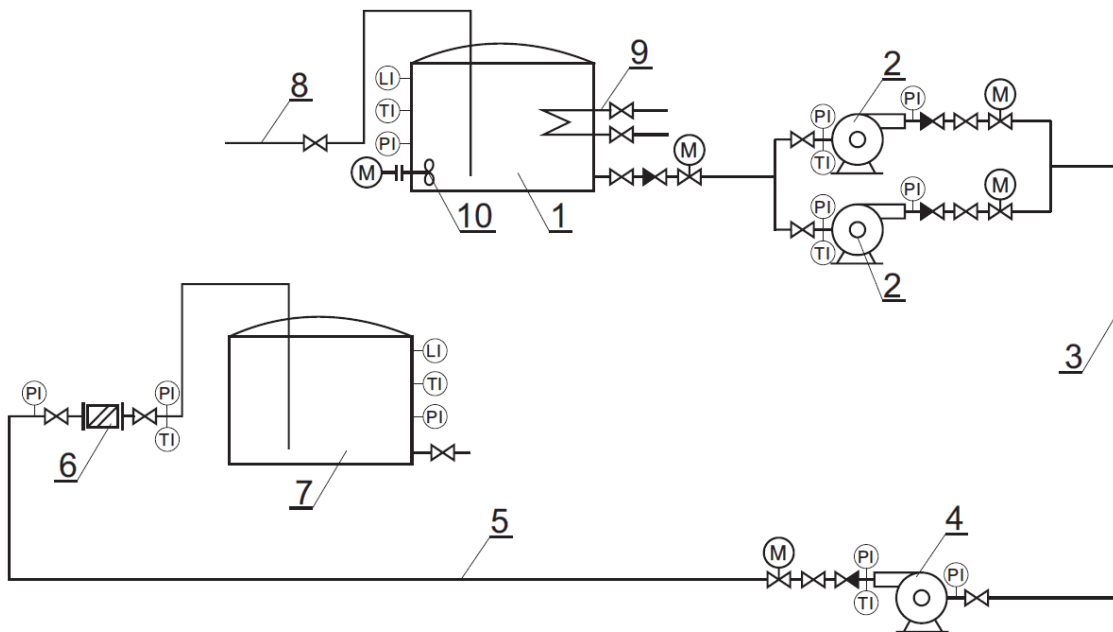
Svojstvo	Jedinica mere	Vrednost
Gustina na 15°C	(kg/m ³)	875
Kinematska viskoznost na +20 °C maks.	(m ² /s)	23·10 ⁻⁶
Kinematska viskoznost na +30 °C maks.		18·10 ⁻⁶
Kinematska viskoznost na +40 °C maks.		15·10 ⁻⁶
Kinematska viskoznost na +50 °C maks.		11·10 ⁻⁶
Tačka tečenja	(°C)	maks. + 8 maks. +26
Uvozna nafta		
Domaća nafta		
Napon pare fluida – pritisak pare po Reidu maks.	(bar)	0,5
Sadržaj vode i taloga maks.	(vol. %)	1
Sadržaj sumpora maks.	(mas, %)	2,8

¹ Dužina naftovoda deonice od granice sa Republikom Hrvatskom do Novog Sada (Terminal Novi Sad/Rafinerija) iznosi 63,4 km. Spoljašnji prečnik naftovoda je 660 mm (26"). Radni pritisak na deonici naftovoda iznosi od 10 do 25 bar.

² Dužina naftovoda deonice od Novog Sada (Terminal/Rafinerija) do Pančeva (Merna stanica) iznosi 91000 m. Spoljašnji prečnik naftovoda je 457 mm (18"). Radni pritisak na deonici iznosi od 19,6 do 57,5 bar.

U rezervoaru (1), vrši se prethodno zagrevanje sirove nafte na odgovarajuću temperaturu $20 - 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, u zavisnosti od sadržaja parafina i tačke tečenja. Uvozna sirova nafta ima tačku tečenja $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Domaće nafte sa naftnih polja u Vojvodini, Srbija, imaju visok sadržaj čvrstog parafina $7,5 - 26\%$. Temperatura tečenja ovih nafi je $+18$ do $+36\text{ }^{\circ}\text{C}$, Tabela 1.1. Zagrevanje nafte u rezervoaru (1) se vrši pregrejanom vodenom parom pritiska $p = 4\text{ bar}$, i temperature $t = 160\text{ }^{\circ}\text{C}$, pomoću razmenjivača toplote – grejača (9).

Na optimalnu temperaturu zagrevanja sirove nafte t_1 , pre uvođenja u cevovod, utiče sadržaj parafina i temperatura tečenja, Tabela 1.1, kao i konkretni uslovi rada naftovoda [10, 60]. Temperatura nafte t_2 , na kraju cevovoda nesme biti niža od tačke tečenja.



Slika 5.1. 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.

U Tabeli 5.2 i 5.3, dati su osnovni podaci za naftovod (3) i magistralni naftovod (5).

Tabela 5.2. Karakteristike naftovoda (3) spoljašnjeg prečnika 323,9 mm (12")

Pumpa 2		Naftovod $D_{ca} = 323,9$ mm (12")		Rezervoar 1	
$Q = 350$ m ³ /h	Protok	$D_{ci} = 301,7$ mm	Unutrašnji prečnik naftovoda	40 m	Prečnik
$H = 70$ m	Napor pumpe	$\delta_c = 11,1$ mm	Debljina zida cevi	12,7 m	Visina
$N = 132$ kW	Snaga pumpe	$l = 1550$ m	Dužina naftovoda	15000 m ³	Zapremina
$\eta_p = 0,70$	Stepen kor. pumpe	$s = 100$ mm	Debljina izolacije	$s = 100$ mm	Debljina izolacije
NPSH = 25 kPa	Neto pozitivna usisna visina				
$n = 2950$ min ⁻¹	Broj obrtaja				

Tabela 5.3. Karakteristike magistralnog naftovoda (5) spoljašnjeg prečnika 457 mm (18")

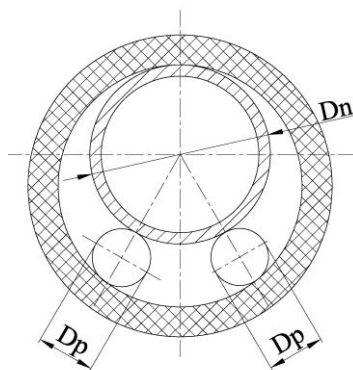
Pumpa 4		Naftovod $D_{ca} = 457$ mm (18")	
$Q = 900$ m ³ /h	Protok	$D_{ci} = 428,4$ mm	Unutrašnji prečnik naftovoda
$H = 335$ m	Napor pumpe	$\delta_c = 14,3$ mm	Debljina zida cevi
$N = 1000$ kW	Snaga pumpe	$l = 91000$ m	Dužina naftovoda
$\eta_p = 0,70$	Stepen korisnosti pumpe	$s = 100$ mm	Debljina izolacije
NPSH = 300 kPa	Neto pozitivna usisna visina		
$n = 2960$ min ⁻¹	Broj obrtaja		

Parametri koji zavise od konstrukcije naftovoda (3) imaju sledeće vrednosti: $D_{ci} = 301,7$ mm, $D_{ca} = 323,9$ mm, za debljinu izolacije $s = 100$ mm, prečnici iznose: $D_{iza} = 523$ mm, $D_{izi} = 323,9$ mm, $D_m = 411,5$ mm.

Parametri koji zavise od konstrukcije magistralnog naftovoda (5) imaju sledeće vrednosti: $D_{ci} = 428,4$ mm, $D_{ca} = 457$ mm, za debljinu izolacije $s = 100$ mm, prečnici iznose: $D_{iza} = 657$ mm, $D_{izi} = 457$ mm, $D_m = 542$ mm.

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 – 6 bar.

Zagrevanje naftovoda (3), spoljašnjeg prečnika $D_n = 323,9$ mm se vrši vodenom parom koja protiče kroz cev prečnika $D_p = 25$ mm, Slika 5.2. Oba cevovoda su položena po celoj dužini naftovoda. Karakteristike vodene pare su: pritisak $p = 12$ bar, temperatura $t = 200$ °C, toplota isparavanja $r = 2818$ kJ/kg.



Slika 5.2. Šema zagrevanja naftovoda (3), $D_n=323,9$ mm pomoću dva cevovoda $D_p=25$ mm

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. Karakteristike naftovoda date su u Tabeli 5.2.

U zavisnosti od kapaciteta transporta $560 - 640$ m³/h, pad pritiska na deonici naftovoda (3), dužine $l = 1550$ m, je $2,6 - 3,3$ bar. Pritisak na ulazu u pumpu (4) je $4,5 - 5,5$ bar, Tabela 8.1.

Magistralnim naftovodom (5), spoljašnjeg prečnika 457 mm, dužine $l = 91000$ m, obavlja se transport nafte, do rezervoara (7). Osnovne karakteritike magistralnog naftovoda, date su u Tabeli 5.3.

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. Naftovod je ukopan u zemlju na dubini 1 m.

Lokalni otpori ventila, prelaznih komada, 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.

Merenja protoka, pada pritiska i temperature (ulazna i izlazna temperatura) su izvršena pri stacionarnim uslovima rada naftovoda. Eksperimentalno postrojenje na Slici 5.1, 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).

U zavisnosti od kapaciteta transporta $560 - 640 \text{ m}^3/\text{h}$, pad pritiska na deonici magistralnog naftovoda (5) dužine $l = 91000 \text{ m}$, je $33 - 40 \text{ bar}$, Tabela 13.1. Pritisak na kraju magistralnog naftovoda (5) se kreće u opsegu $2 - 3 \text{ bar}$.

Pri transportu sirove nafte polazne temperature $t_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, temperatura nafte na kraju cevovoda je $t_2 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$. Na osnovu troga pad temperature je $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$. Obzirom da je tačka tečnja parafinske nafte $26 \text{ }^\circ\text{C}$, Tabela 5.1, obezbeđen je uslov da neće doći do stinjavanja sirove nafte u cevovodu tj. do pojave čvrstih čestica parafina i do geliranja nafte u cevovodu. Ispitivanja su izvršena pri stacionarnim uslovima rada naftovoda. Prilikom kretanja tj. startovanja postrojenja, Slika 5.1, potrebno je $5 - 10 \text{ min}$, da se ustali pritisak i protok sirove nafte.

Tehnološki rezervoari koji služe za prijem, skladištenje i otpremu nafte, su vertikalni cilindrični, čelični sa fiksnim krovom i plivajućom – pokretnom čeličnom membranom . Punjenje rezervoara se vrši do visine koja omogućava siguran rad unutrašnje plivajuće membrane. Maksimalna visina punjenja rezervoara (1), je $H_{\max} = 10 \text{ m}$, a minimalna visina punjenja je $H_{\min} = 2 \text{ m}$. Rezervoari su opremljeni meračima nivoa, sensorima za merenje pritiska i temperature, indikatorom nivoa vode u rezervoaru, opremom za grejanje nafte i sistemom za protivpožarnu zaštitu.

Uobičajene konstrukcije – klasičan stojeći cilindrični rezervoar sastoji se od spoljašnjeg omotača, dna i krova rezervoara, sa pratećom armaturom. Debljina lima za omotač menja se od dna do krova prema statičkom proračunu. Dno ima jednu debljinu lima po celoj površini, dok krov ima debljinu lima puno tanju.

Rezervoar (1), ima ugrađenu mešalicu (10), snage $18,5 \text{ kW}$ za mešanje nafte i grejač (9), za zagrevanje nafte. Na rezervoaru se nalaze svi potrebni tehnološki priključci za punjenje i pražnjenje, kao i priključci za merno regulacionu opremu, senzore za merenje temperature, nivoa i pritiska u rezervoaru. Zapremina rezervoara (1), iznosi 15000 m^3 , prečnik je 40 m , i visina rezervoara iznosi $12,7 \text{ m}$.

Ostala prateća oprema rezervoara je standardne konstrukcije i to:

- Ulazni otvor (2 kom.) za čišćenje rezervoara, koji se često još i naziva "manloh" prečnika $\phi 600 \text{ mm}$, sa poklopcem. Jadan otvor postavljen je na omotaču, a drugi na krovu rezervoara.
- Priključak za dovod i odvod grejnog fluida (vodene pare) za zagrevanje sirove nafte.
- Slivnik na dnu rezervoara sa priključkom za odvod otpadne vode.
- Pokazivač visine nivoa tečnosti sa plovkom.
- Ventil za disanje.
- Ventil sigurnosti, itd.

Rezervoari se izrađuju od zavarene konstrukcije i postavljaju se na peščane jastuke, sa i bez betonskog prstena, u zavisnosti od nosivosti zemljišta, gde se postavlja temelj rezervoara. Rezervoar je zaštićen od korozije i izolovan, debljina izolacije je 100 mm.

Merna stanica: Na mestu isporuke sirove nafte, odnosno na kraju magistralnog naftovoda (5), nalazi se merna stanica. Merna stanica se sastoji se iz čistačke sekcije, filterske sekcije, merne sekcije tj. merača protoka sa dve merne grane. Radni pritisak u mernoj sekciji se kreće u opsegu od 1,50 do 4,20 bar. Ugrađena oprema je klase ANSI 400 do filterske sekcije. Deo od filtera i merna oprema su klase ANSI 300. Maksimalni kapacitet merača protoka je 700 t/h. U slučaju kvara jednog od merača protoka, drugi merač služi za merenje ukupne količine transportovane sirove nafte.

6. KOEFICIJENT PRENOSA TOPLOTE KROZ NAFTOVOD (prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE

6.1. Određivanje koeficijenta prenosa toplote kroz naftovod prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm

Koeficijent prenosa toplote je ključni parametar za proračun u procesnoj tehnici, kao što su grejanje, transport fluida, itd. U slučaju toplotne razmene između dva fluida koji su razdvojeni zidom, takav vid toplotne razmene tj. prenosa toplote se naziva prolaz toplote. Pri određivanju koeficijenta prenosa toplote k postoji više uticajnih parametara. Zavisno od debljine zida cevi, debljine izolacije, konvektivne karakteristike i dr. koeficijent prenosa toplote se menja [28], [44], [53].

Koeficijent prenosa toplote određuje se pomoću jednačine (4.11), poglavlje 4. Ova jednačina definiše složeni mehanizam prenosa toplote sa zagrejane sirove nafte u unutrašnjosti cevovoda na okolnu sredinu:

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

Na osnovu toga koeficijent prenosa toplote kroz naftovod zavisi od više parametara kao što su: unutrašnji prečnik cevovoda (D_{ci}), debljina zida cevi $\delta_c = 11,1$ mm, debljina izolacije $s = 100$ mm, srednji prečnik cevovoda sa izolacijom (D_m), koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), koeficijent prelaza toplote sa cevovoda na okolinu (α_a), koeficijent provođenja toplote cevovoda – zida cevi (λ_c), koeficijent provođenja toplote izolacije (λ_{iz}).

Prema [28, 29], [39], uzeta je vrednost $\lambda_{iz} = 0,05$ W/mK za poliuretansku penu i za čelični cevovod $\lambda_c = 46,5$ W/mK. Koeficijent prelaza toplote sa cevovoda na okolinu (α_a), određuje se pomoću jednačine (4.23). Za brzinu vetra $V_o = 10$ m/s iznosi $\alpha_a = 43,4$ W/m²K. Konstrukcione karakteristike naftovoda (3) date su u Tabeli 5.2.

Koeficijent prelaza toplote (α_i), zavisi od režima strujanja i fizičkih svojstava transportovane sirove nafte i definisan je relacijama (4.14) do (4.17). Pri tome je usvojen odnos viskoznosti nafte u osi cevi i na njenom zidu $v_s / v_z = 0,9$ prema [66, 67].

Analizom jednačine (4.11), kojom je definisan koeficijent prenosa toplote kroz naftovod može se zaključiti da su svi uticajni parametri koji zavise od konstrukcije naftovoda konstante za naftovod (3) Tabela 5.2, Slika 4.1, osim koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) i koeficijenta prelaza toplote sa cevovoda na okolinu (α_a).

Za ustanovljene vrednosti protoka sirove nafte, određene su veličine Reynoldsovog broja, brzine strujanja i koeficijenta prenosa toplote i rezultati su dati u Tabelama 6.1. do 6.9. Reynoldsov broj se kreće u opsegu $Re = (25625 - 75000)$, i na osnovu toga se može reći da je strujanje sirove nafte kroz naftovod (3) turbulentno, obzirom da je $Re > 2320$. Zagrevanje naftovoda (3), vrši se na celokupnoj dužini $l = 1550$ m, vodenom parom, prema Slici 5.2. Na taj način održava se konstantna temperatura nafte u cevovodu pa je strujanje izotermno. U Tabelama 6.1 do 6.8, dati su rezultati za razne vrednosti konstantnih temperatura nafte 20, 30 40, 50 °C. Nafte parafinskog tipa imaju relativno visoke temperature tečenja, Tabela 1.1 i 5.1, pa se sirova nafta zagreva pre uvođenja u cevovod, kako bi se parafini održali u tečnom stanju.

Tabela 6.1. Režim strujanja, (temperatura $t = 20$ °C, viskoznost $\nu = 23 \cdot 10^{-6}$ m²/s)

1	Protok Q (m ³ /h)	500	560	600	640	700
	Specifični protok q (m ³ /s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
2	Reynoldsov broj Re	25625	28695	30782	32869	35869
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,97	2,20	2,36	2,52	2,75

Tabela 6.2. Koeficijenti prenosa toplote, (temperatura $t = 20$ °C, viskoznost $\nu = 23 \cdot 10^{-6}$ m²/s)

1	Protok Q (m ³ /h)	500	560	600	640	700
2	Reynoldsov broj Re	25625	28695	30782	32869	35869
3	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i (W/m ² K)	209	229	242	253	271
4	$\alpha_i \cdot D_{ci}$ (W/mK)	63	69	73	76	81
5	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,178257	0,178301	0,178326	0,178343	0,178369
6	Koeficijent prenosa toplote k (W/m ² K)	0,433188	0,433295	0,433356	0,433397	0,433460

Tabela 6.3. Režim strujanja, (temperatura $t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, viskoznost $\nu = 18 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Rejnoldsov broj Re	32167	36667	39333	42000	45834
	Spec. protok q (m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,97	2,20	2,36	2,52	2,75

Tabela 6.4. Koeficijenti prenosa toplote (temperatura $t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, viskoznost $\nu = 18 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Rejnoldsov broj Re	32167	36667	39333	42000	45834
3	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	230	254	269	282	300
4	$\alpha_i \cdot D_{ci}$ (W/mK)	69	76	81	85	90
5	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,178301	0,178343	0,178369	0,178387	0,178408
6	Koeficijent prenosa toplote k ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	0,433295	0,433397	0,433460	0,433504	0,433555

Tabela 6.5. Režim strujanja, (temperatura $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, viskoznost $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
	Spec. protok q (m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
2	Rejnoldsov broj Re	39400	44000	47200	50400	55000
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,97	2,20	2,36	2,52	2,75

Tabela 6.6. Koeficijenti prenosa toplote, (temperatura $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, viskoznost $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Rejnoldsov broj Re	39400	44000	47200	50400	55000
3	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	252	274	288	303	323
4	$\alpha_i \cdot D_{ci}$ (W/mK)	76	82	86	91	97
5	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,178343	0,178374	0,178392	0,178412	0,178434
6	Koeficijent prenosa toplote k ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	0,433397	0,433470	0,433516	0,433565	0,433618

Tabela 6.7. Režim strujanja, (temperatura $t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, viskoznost $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
	Spec. protok q (m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
2	Rejnoldsov broj Re	53727	60000	64363	68727	75000
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,97	2,20	2,36	2,52	2,75

Tabela 6.8. Koeficijenti prenosa toplote, (temperatura $t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, viskoznost $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Rejnoldsov broj Re	53727	60000	64363	68727	75000
3	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	282	310	327	343	365
4	$\alpha_i \cdot D_{ci}$ (W/mK)	85	93	98	103	110
5	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,178387	0,178420	0,178437	0,178453	0,178472
6	Koeficijent prenosa toplote k ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	0,433506	0,433584	0,433626	0,433665	0,433713

Na osnovu jednačine (4.11), za određivanje koeficijenta prenosa – prolaza toplote (k) i poznatih parametara, varijacijom debljine izolacije (s) u opsegu 25 – 100 mm dobijene su kvalitativne i kvantitativne vrednosti koeficijenta prenosa toplote kroz naftovod i date su u Tabeli 6.9.

Tabela 6.9. Zavisnost koeficijenta prenosa toplote od debljine izolacije naftovoda

1	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,178	0,244	0,321	0,443
2	Koeficijent prenosa toplote k (W/m ² K)	0,433	0,593	0,780	1,10
3	Debljina izolacije s (mm)	100	75	50	25

Prema šemi eksperimentalnog postrojenja Slika 5.1, zagrevanje sirove nafte pre uvođenja u cevovod vrši se u rezervoaru (1), količina toplote za zagrevanje, data je u Tabeli 6.10. Za izračunavanje ukupne količine toplote korišćene su jednačine 4.29 do 4.33, prema [73]. Zagrevanje se vrši pomoću grejača – izmenjivača toplote (9), sa pregrejanom vodenom parom pritiska $p = 4$ bar, temperature $t = 160$ °C, toplote isparavanja $r = 2775$ kJ/kg.

Tabela 6.10. Količina toplote za zagrevanje sirove nafte u rezervoaru (1), $V = 12560$ m³

		$t = 20$ °C	$t = 30$ °C	$t = 40$ °C	$t = 50$ °C
1	Količina toplote za zagrevanje nafte u rezervoaru Q_R (kJ/h)	$32,4 \cdot 10^6$	$32,6 \cdot 10^6$	$33,14 \cdot 10^6$	$33,80 \cdot 10^6$
2	Toplotni gubici Q_g (kJ/h)	$0,25 \cdot 10^6$	$0,27 \cdot 10^6$	$0,33 \cdot 10^6$	$0,40 \cdot 10^6$
3	Ukupna količina toplote $Q = Q_R + Q_g$ (kJ/h)	$32,65 \cdot 10^6$	$32,87 \cdot 10^6$	$33,47 \cdot 10^6$	$34,20 \cdot 10^6$
4	Vreme zagrevanja τ (h)	3	6	12,5	20
5	Količina vodene pare G_p (kg/h)	11765	11845	12061	12324
6	$q_p = G_p / V$ (kg/m ³ h)	0,937	0,943	0,960	0,981
7	Ukupna količina vodene pare $G_{puk} = G_p \cdot \tau$ (kg)	35295	71070	150762	246480
8	Toplotna snaga grejača Q_{gr} (kW)	9070	9130	9300	9500

Nakon uvođenja nafte u cevovod (3), u toku transporta nafta se hladi i svoju toplotu predaje okolnoj sredini. Za izračunavanje količine toplote korišćene su jednačine (4.34) i (4.35), prema [73]. Količina toplote za zagrevanje naftovoda (3), data je u Tabeli 6.11.

Šema zagrevanja naftovoda (3), data je na Slici 5.2. Zagrevanje naftovoda (3), prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm se obavlja vodenom parom koja protiče kroz cev prečnika 25 mm. Karakteristike vodene pare su: pritisak $p = 12$ bar, temperatura $t = 200$ °C, toplota isparavanja $r = 2818$ kJ/kg.

Gornji nivo nafte u rezervoaru je $H_{max} = 10$ m, a donji nivo iznosi $H_{min} = 2$ m. Pri tome zapremina nafte u rezervoaru (1) iznosi $V = 12560$ m³. Pri maksimalnom protoku 700 m³/h, vreme prepumpavanja – transporta iznosi $\tau = 18$ h.

Tabela 6.11. Količina toplote za zagrevanje naftovoda (3), ($D_{ca} = 323,9$ mm, $l = 1550$ m)

		$t = 20$ °C	$t = 30$ °C	$t = 40$ °C	$t = 50$ °C
1	Toplotni gubici Q_g (kJ/h)	86248	143750	191595	239570
2	Količina vodene pare G_p (kg/h)	31	51	68	85
3	$q_p = G_p / l$ (kg/mh)	0,020	0,033	0,044	0,055
4	Ukupna količina vodene pare $G_{puk} = G_p \cdot \tau$ (kg)	465	765	1020	1275
5	Toplotna snaga Q_g (kW)	24	40	53	67

6.2. Rezultati istraživanja koeficijenta prenosa toplote i diskusija

U okviru predmetnih istraživanja za naftovod (3), prečnika $D_{ca} = 323$ mm, dužine $l = 1550$ m, utvrđene su vrednosti koeficijenta prenosa toplote (k) i koeficijenta provođenja toplote (kD_m), date u Tabelama 6.1 do 6.9. Karakteristike naftovoda (3), date su u Tabeli 5.2. Rezultati istraživanja korelisani su fenomenološkim jednačinama (6.1) do (6.12).

Primenom teorije korelacija (statističke – regresione analize), na rezultate istraživanja date u Tabelama 6.1. do 6.9, dobijaju su empirijske jednačine, za iznos konstantnih temperatura:

$$t = 20 \text{ °C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s},$$

$$t = 30 \text{ °C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s},$$

$$t = 40 \text{ °C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s},$$

$$t = 50 \text{ °C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} :$$

$$t = 20 \text{ °C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\alpha_i = 56.87036 + 1104.01943 q \quad (6.1)$$

$$R = 0.99882$$

$$t = 30 \text{ °C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\alpha_i = 58.56603 + 1251.10424 q \quad (6.2)$$

$$R = 0.99632$$

$$\begin{aligned}
 t &= 40 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\
 \alpha_i &= 75.8867 + 1273.18905 q \\
 R &= 0.99898
 \end{aligned}
 \tag{6.3}$$

$$\begin{aligned}
 t &= 50 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\
 \alpha_i &= 77.79064 + 1481.44876 q \\
 R &= 0.99672
 \end{aligned}
 \tag{6.4}$$

Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), od protoka (q), data je na Slici 6.1.

Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) i Reynoldsovog broja (Re) data je sledećom empirijskom jednačinom – polinom drugog reda:

$$\begin{aligned}
 \alpha_i &= 124.69023 + 0.0040634332 Re - 1.3173161 \cdot 10^{-8} Re^2 \\
 R &= 0.96197 \\
 R^2 &= 0.92539
 \end{aligned}
 \tag{6.5}$$

Zavisnost koeficijenta prelaza toplote (α_i), od Reynoldsovog broja (Re), data je na Slici 6.2.

Sledeća empirijska formula prikazuje linearnu zavisnost (α_i), (Re) – polinom prvog reda:

$$\begin{aligned}
 \alpha_i &= 153.97666 + 0.00277 Re \\
 R &= 0.95991
 \end{aligned}
 \tag{6.6}$$

Empirijske jednačine (6.7 do 6.10) prikazuju zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i protoka (q), za različite debljine izolacije cevovoda s : 100mm, 75mm, 50mm, 25mm:

$$\begin{aligned}
 s &= 100 \text{ mm} \\
 k &= 0.39094 + 0.30082 q \\
 R &= 0.99635
 \end{aligned}
 \tag{6.7}$$

$$\begin{aligned}
 s &= 75 \text{ mm} \\
 k &= 0.56146 + 0.22562 q \\
 R &= 0.99635
 \end{aligned}
 \tag{6.8}$$

$$\begin{aligned}
 s &= 50 \text{ mm} \\
 k &= 0.73794 + 0.30082 q \\
 R &= 0.99635
 \end{aligned}
 \tag{6.9}$$

$$\begin{aligned}
s &= 25 \text{ mm} \\
k &= 1.05794 + 0.30082 q \\
R &= 0.99635
\end{aligned}
\tag{6.10}$$

Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od protoka (q), data je na Slici 6.3.

Međusobna zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije cevovoda (s), data je u Tabeli 6.9. Na osnovu statističke regresione analize datih podataka dobijena je sledeća empirijska formula:

$$\begin{aligned}
k &= 1.47275 - 16.714 s + 63.6 s^2 \\
R &= 0.99884 \\
R^2 &= 0.99768
\end{aligned}
\tag{6.11}$$

Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od debljine izolacije (s), data je na Slici 6.4.

Međusobna zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije cevovoda (s), data je u Tabeli 6.9. Primenom statističke regresione analize dobijena je sledeća empirijska formula:

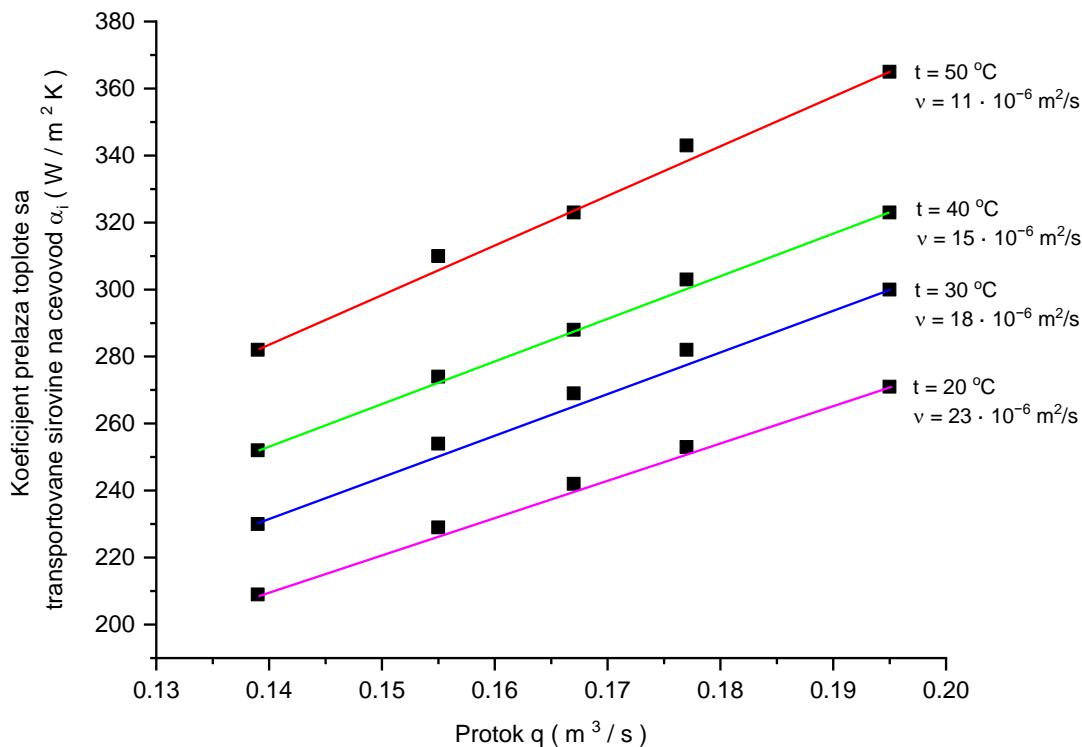
$$\begin{aligned}
kD_m &= 0.5845 - 6.288 s + 22.4 s^2 \\
R &= 0.99926 \\
R^2 &= 0.99851
\end{aligned}
\tag{6.12}$$

Zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m), od debljine izolacije (s), data je na Slici 6.5.

6.2.1. Analiza uticajnih parametara na koeficijent prenosa toplote

U okviru ovog dela disertacije prikazana su eksperimentalna i teorijska istraživanja na deonici naftovoda (3), dužine $l = 1550$ m, prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, prema šemi eksperimentalnog postrojenja Slika 5.1.

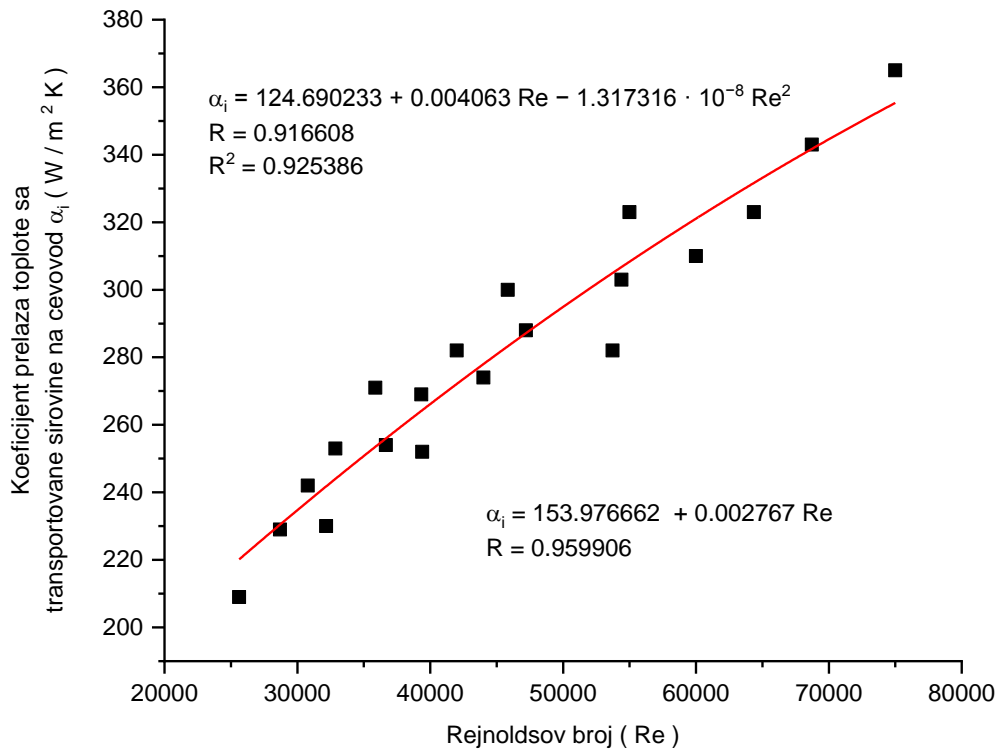
Na Slici 6.1, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), od protoka (q). Rezultati istraživanja su takođe dati eksperimentalnim jednačinama (6.1) do (6.4). Porastom protoka dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i).



Slika 6.1. Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), od protoka (q)

Tako npr. za operativni radni režim protoka $500 - 700 m^3/h$ ($0,139 - 0,194 m^3/s$), i pri konstantnoj temperaturi $t = 20^\circ C$, dobijena je vrenost koeficijenta prelaza toplote (α_i) u opsegu $209 - 271 W/m^2K$. Kod konstantne temperature sirove nafte $t = 40^\circ C$, dobijena je vrenost koeficijenta prelaza toplote u opsegu $252 - 323 W/m^2K$.

Na Slici 6.2, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), od Rejnoldsovog broja (Re). Numeričke vrednosti koeficijenta prelaza toplote (α_i) i Rejnoldsovog broja (Re), date su u Tabelama 6.1 do 6.8. Rezultati istraživanja su korelisani eksperimentalnim jednačinama (6.5) i (6.6).



Slika 6.2. Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), od Rejnoldsovog broja (Re)

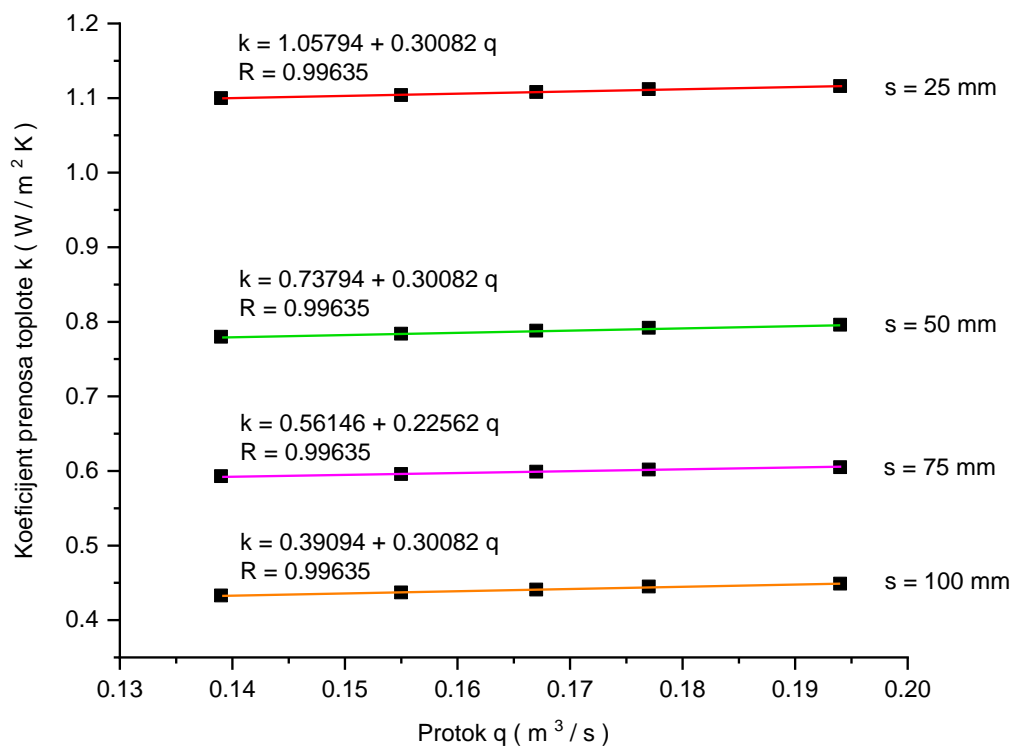
Pri transportu zagrejane nafte pri konstantnoj temperaturi $t = 20$ °C, za radni režim protoka $0,139 - 0,194$ m³/s, Rejnoldsov broj iznosi $25625 - 35869$. Na osnovu toga strujanje u naftovodu (3) je turbulentno, obzirom da je $Re > 2320$.

Kod temperature $t = 30$ °C i dati režim protoka, Rejnoldsov broj iznosi $32167 - 45834$, a koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) se kreće u intervalu $230 - 300$ (W/m²K).

Pri transportu zagrejane nafte na $t = 40$ °C, za radni režim protoka $0,155 - 0,194$ m³/s, Rejnoldsov broj iznosi $44000 - 55000$, a koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i) iznosi $274 - 323$ W/m²K.

Strujanje kroz naftovod (3) je turbulentno, porastom Rejnoldsovog broja dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i). Na osnovu toga pri turbulentnom režimu strujanja dolazi do povećanja koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i) i ukupnog koeficijenta prenosa toplote (k).

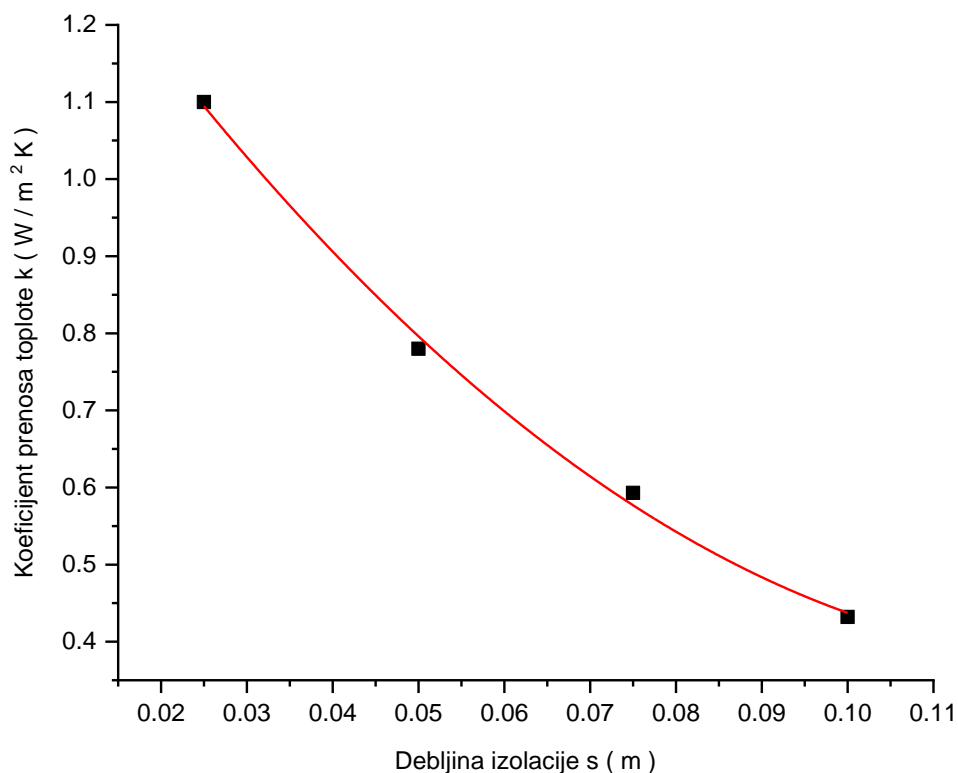
Na Slici 6.3. dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od protoka (q) za različite debljine izolacije cevovoda (s). Rezultati istraživanja su korelisani eksperimentalnim jednačinama (6.7) do (6.10).



Slika 6.3. Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od protoka (q) za različite debljine izolacije cevovoda (s)

Za ispitivani opseg protoka Q u režimu 500 do 700 m^3/h , (0,139 – 0,194 m^3/s), dobijene su odgovarajuće vrednosti za koeficijent prenosa toplote k , za različite debljine izolacije cevovoda s i date su u Tabeli 6.9. Tako npr. za debljinu izolacije cevovoda $s = 100$ mm, dobijen je koeficijent prenosa toplote $k = 0,433 \text{ W/m}^2\text{K}$, a za $s = 25$ mm, koeficijent prenosa toplote iznosi $k = 1,100 \text{ W/m}^2\text{K}$. Porastom protoka dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i) i ukupnog koeficijenta prenosa toplote (k).

Na Slici 6.4. dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od debljine izolacije cevovoda (s).

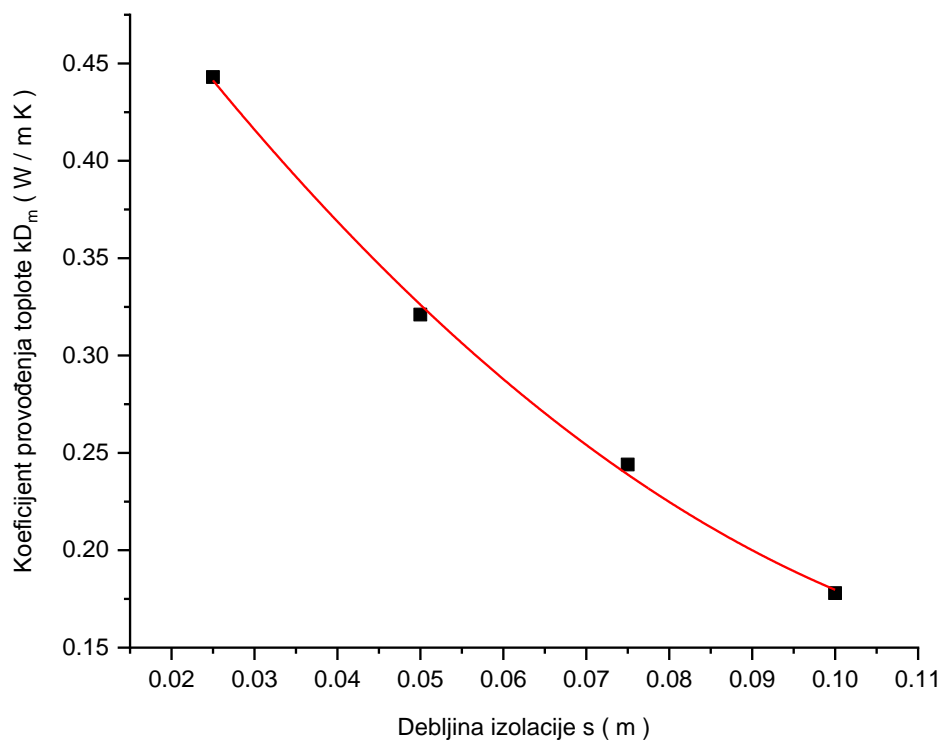


Slika 6.4. Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od debljine izolacije cevovoda (s)

Numeričke vrednosti koeficijenta prenosa toplote (k) u zavisnosti od debljine izolacije cevovoda (s), date su u Tabeli 6.9. Rezultati istraživanja su korelisani eksperimentalnom jednačinom (6.11). Tako za neizolovan naftovod – cevovod $s = 0$ mm, dobija se vrednost za koeficijent prenosa toplote $k = 1,472 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Na Slici 6.5. dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m), od debljine izolacije (s).

Prema lit. izvorima [53], [68], koeficijent prenosa toplote (k), izolovanog naftovoda se kreće o opsegu $0,410 - 1,38 \text{ W/m}^2\text{K}$. Za neizolovani naftovod zaštićen izolacionom trakom protiv korozije iznosi $1,75 - 2,5 \text{ W/m}^2\text{K}$.



Slika 6.5. Zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m), od debljine izolacije (s)

Numeričke vrednosti koeficijenta provođenja toplote (kD_m) u zavisnosti od debljine izolacije cevovoda (s), date su u Tabeli 6.9. Za debljinu izolacije $s = 100$ mm, dobijena je vrednost za koeficijent provođenja toplote $kD_m = 0,178$ W/mK. Rezultati istraživanja su korelisani eksperimentalnom jednačinom 6.12. Tako za neizolovan cevovod – naftovod $s = 0$ mm, dobija se vrednost za koeficijent provođenja toplote $kD_m = 0,584$ W/mK.

Prema literaturi [68], koeficijent provođenja toplote izolovanog naftovoda prečnika 300 mm, iznosi $kD_m = 0,164$ W/mK. Dok za neizolovan cevovod prečnika 250 mm, koeficijent provođenja toplote iznosi $kD_m = 0,725$ W/mK.

Prema šemi eksperimentalnog postrojenja, Slika 5.1, u rezervoaru (1), se vrši prethodno zagrevanje sirove nafte pre uvođenja u cevovod (3). Zagrevanje se vrši pomoću grejača (9) sa vodenom parom pritiska $p = 4$ bar i temperature $t = 160$ °C. Količina toplote za zagrevanje nafte u rezervoaru (1), data je u Tabeli 6.10. Pri tome je uzeto u obzir da je rezervoar napunjen do gornjeg nivoa $H_{\max} = 10$ m, a da se isprazni do nivoa $H_{\min} = 2$ m. Ukupna zapremina sirove nafte koja se zagreva je $V_R = 12560$ m³. Varijacijom poznatih parametara dobijena je količina vodene pare (potrošnja), kada se nafta zagreva na neku od konstantnih temperatura 20, 30, 40 i 50 °C.

Količine vodene pare (potrošnja) za zagrevanje sirove nafte u rezervoaru (1), iznosi 12000 kg/h. Vreme za zagrevanje rezervoara (1) iznosi 3, 6, 12,5 i 18 h, Tabela 6.10. U slučaju da se transportuje parafinska sirova nafta, neophodno je ispuniti uslove da temperatura sirove nafte na kraju cevovoda bude veća od temperature tečenja. Vrednosti sadržaja parafina i temperature tečenja nafte sa naftnih polja u Vojvodini, Srbija, dati su u Tabeli 1.1.

Nakon uvođenje nafte u naftovod (3), vrši se kontinualno zagrevanje naftovoda na celokupnoj dužini $l = 1550$ m, Slika 5.1. Zagrevanje naftovoda se vrši pomoću dva cevovoda prečnika 25 mm, kroz koje protiče vodena para: $p = 12$ bar, $t = 200$ °C, Slika 5.2. Na taj način održava se konstantna temperatura transportovane nafte na celokupnoj dužini naftovoda (3). Količina toplote za zagrevanje naftovoda (3) data je u Tabeli 6.11. Varijacijom poznatih parametara dobijena je ukupna potrošnja vodene pare kada se nafta zagreva na neku od konstantnih temperatura 20, 30, 40 i 50 °C.

Količine vodene pare (potrošnja) za zagrevanje naftovoda (3), kreće se u granicama 31 – 85 kg/h, Tabela 6.11. Na osnovu toga minimalna potrošnja energije se dobija pri zagrevanju nafte sa nižom tačkom tečenja. Sadržaj parafina ima dominantan uticaj na tačku tečenja, Tabela 1.1. Nafta sa većim sadržajem parafina tzv. parafinske nafte imaju i veću temperaturu tečenja.

Pomoću pumpe (4) i magistralnog naftovoda (5), spoljašnjeg prečnika $D_{ca} = 457$ mm i dužine $l = 91000$ m, vrši se transport sirove nafte do rezervoara (7).

Minimalni troškovi grejanja sirove nafte će biti kada se nafta zagreva na početnu temperaturu $t_1 = 20$ °C, to su nafta sa tačkom tečenja +8 °C i 3% parafina. Znatno veći troškovi grejanja će biti kada se sirova nafta zagreva na početnu temperaturu $t_1 = 40$ °C, to su nafta sa tačkom tečenja +26 °C i 15,3% parafina. Nafta sa tačkom tečenja +18 °C i 10,5 % parafina zagrevaju se na početnu temperaturu 30 °C, dok se parafinske nafte sa tačkom tečenja +36 °C i 29 % parafina zagrevaju na početnu temperaturu 50 °C, Tabela 1.1. i 5.1. Temperatura sirove nafte na kraju naftovoda mora biti veća od temperature tečenja (stinjavanja), [17], [53].

Iz tih razloga treba voditi računa o optimalnim uslovima transporta i zagrevanja sirove nafte u zavisnosti od tačke tečenja. Domaće nafte sa naftnih polja Vojvodina, Srbija su parafinskog tipa imaju relativno visoke temperature tečenja, Tabela 1.1. i 5.1, pa se sirova nafta zagreva pre uvođenja u cevovod, kako bi se parafini održali u tečnom stanju [17], [53], [69].

Za opseg protoka 500 – 700 m³/h, brzina strujanja je iznosila 1,97 – 2,75 m/s, a Reynoldsov broj se kretao u intervalu 25625 – 75000, za date vrednosti temperature i viskoznosti transportovane sirovine, Tebele 6.1 do 6.9, pa je strujanje na datoj trasi naftovoda turbulentno, tj. $Re > 2320$.

Porastom protoka raste i Rejnoldsov broj. Viskoznost sirove nafte takođe ima uticaja na vrednost Rejnoldsovog broja, tako što se Rejnoldsov broj povećava sa smanjenjem viskoznosti sirove nafte i povećava, sa porastom temperature zagrevanja. Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), takođe raste sa porastom Rejnoldsovog broja, Slika 6.2.

Na Slici 6.4. data je zavisnost promene koeficijenta prenosa toplote (k), od debljine izolacije (s). Tako npr. vrednost koeficijenta prenosa toplote je iznosila $k = 0,433 \text{ W/m}^2\text{K}$, za debljinu izolacije naftovoda $s = 100 \text{ mm}$, dok je za manju debljinu izolacije od $s = 25 \text{ mm}$, dobijena vrednost za koeficijent prenosa toplote $k = 1,10 \text{ W/m}^2\text{K}$. Na osnovu toga debljina izolacije naftovoda je najuticajniji parametar na koeficijent prenosa toplote.

U polaznoj hipotezi i na osnovu literaturnih izvora pretpostavljena je vrednost za koeficijent prenosa toplote (k), u intervalu $0,40 - 3,50 \text{ W/m}^2\text{K}$. Na osnovu toga dobijeni rezultati za koeficijent prenosa toplote se nalaze u pretpostavljenom opsegu.

Na Slici 6.5 data je zavisnost promene koeficijenta provođenja toplote (kD_m), od debljine izolacije (s). Tako npr. vrednost koeficijenta provođenja toplote je iznosila $kD_m = 0,178 \text{ W/mK}$, za debljinu izolacije naftovoda $s = 100 \text{ mm}$, dok je za manju debljinu izolacije od $s = 25 \text{ mm}$, dobijena vrednost za koeficijent provođenja toplote je $kD_m = 0,443 \text{ W/mK}$. Na osnovu toga debljina izolacije naftovoda je najuticajniji parametar na koeficijent provođenja toplote.

U polaznoj hipotezi i na osnovu literaturnih izvora pretpostavljena je vrednost za koeficijent provođenja toplote (kD_m), u granicama $0,140 - 0,725 \text{ W/mK}$. Na osnovu toga dobijeni rezultati za koeficijent provođenja toplote se nalaze u pretpostavljenom opsegu.

Analizom uticajnih parametara na koeficijent prenosa toplote (k), kada je debljina izolacije $s = 100 \text{ mm}$ i za protok $700 \text{ m}^3/\text{h}$, dobijeni su sledeći podaci za uticajne činioce, koji karakterišu otpor provođenju toplote:

$$\frac{1}{\alpha_i D_{ci}} = 0,0103 \frac{\text{mK}}{\text{W}},$$

$$\frac{1}{2\lambda_c} \cdot \ln \frac{D_{ca}}{D_{ci}} = 0,0008 \frac{\text{mK}}{\text{W}},$$

$$\frac{1}{2\lambda_{iz}} \cdot \ln \frac{D_{iza}}{D_{izi}} = 5,55 \frac{\text{mK}}{\text{W}},$$

$$\frac{1}{\alpha_a D_{iza}} = 0,044 \frac{\text{mK}}{\text{W}}.$$

Na osnovu toga, najuticajniji parametar na koeficijen prenosa toplote (k) i koeficijent provođenja toplote (kD_m), je debljina izolacije naftovoda (s), tj. za debljinu izolacije $s = 100$ mm, otpor provođenju toplote iznosi 5,55 mK/W. Sledeći uticajni parametar je otpor provođenju toplote sa izolacije na okolnu sredinu i iznosi 0,044 mK/W, sledeći uticajni parametar je otpor provođenju toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod koji iznosi 0,0103 mK/W. Parametar koji ima najmanje uticaja na veličinu koeficijenta prenosa toplote (k), je otpor provođenju toplote kroz zid cevovoda i iznosi 0,0008 mK/W.

7. PRELAZ TOPLOTE SA TRANSPORTOVANE SIROVE NAFTE NA CEVOVOD (prečnika $D_{ci} = 301,7$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE

Koeficijent prenosa toplote kroz naftovod određuje se pomoću jednačine (4.11). Ova jednačina definiše složeni mehanizam prenosa toplote sa zagrejane sirove nafte u unutrašnjosti cevovoda na okolnu sredinu. Rerezent konvektivnog prelaza toplote je α_i ($\text{W/m}^2\text{K}$) – koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod, dat jednačinom (4.14). Nuseltov kriterijum definiše prelaz toplote na granici fluid – zid. Tako je koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) ključni parametar u Nuseltovom kriterijumu:

$$Nu = \frac{\alpha_i D_{ci}}{\lambda_n} \quad (7.1)$$

$$\alpha_i = \frac{\lambda_n Nu}{D_{ci}}$$

Nuseltov broj (Nu), je određen pomoću jednačine (4.15) i (4.16), na osnovu poznatih veličina i rezultata istraživanja.

Na osnovu rezultata istraživanja, definisane su kvalitativne i kvantitativne vrednosti Nuseltovog broja, Rejnoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine (nafte) na cevovod i date su u Tabelama 7.1 do 7.4.

Tabela 7.1. Zavisnost Nuseltovog broja, Rejnoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t = 20^\circ\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Nuseltov broj Nu	523	574	605	634	677
3	Rejnoldsov broj Re	25625	28695	30782	32869	35870
4	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W/m}^2\text{K}$)	209	229	242	253	271

Tabela 7.2. Zavisnost Nuseltovog broja, Rejnoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 18 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Nuseltov broj Nu	576	636	672	704	751
3	Rejnoldsov broj Re	32167	36667	39333	42000	45834
4	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	230	254	269	282	300

Tabela 7.3. Zavisnost Nuseltovog broja, Rejnoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Nuseltov broj Nu	632	685	722	757	807
3	Rejnoldsov broj Re	39400	44000	47200	50400	55000
4	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	252	274	288	303	323

Tabela 7.4. Zavisnost Nuseltovog broja, Rejnoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Nuseltov broj Nu	717	777	817	857	912
3	Rejnoldsov broj Re	53727	60000	64363	68727	75000
4	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	282	310	327	343	365

7.1. Rezultati istraživanja koeficijenta prelaza toplote i diskusija

U okviru predmetnih istraživanja utvrđene su numeričke vrednosti i međusobne zavisnosti: koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), Nuseltovog broja (Nu), Rejnoldsovog broja (Re) i protoka (q), date u Tabelama 6.1 do 6.9. Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja, dobijene su empirijske

jednačine (6.1) do (6.6). Uvrštavanjem ovih izraza u jednačinu (7.1), dobijaju se sledeće empirijske formule, koje ujedno korelišu rezultate istraživanja.

Zavisnost (Nu , Re , D_{ci} , λ_n) izražena polinomom drugog reda:

$$Nu = (124.69023 + 0.0040634332 Re - 1.3173161 \cdot 10^{-8} Re^2) \cdot D_{ci} / \lambda_n \quad (7.2)$$

Zavisnost (Nu , Re , D_{ci} , λ_n) izražena polinomom prvog reda:

$$Nu = (153.97666 + 0.00277 Re) \cdot D_{ci} / \lambda_n \quad (7.3)$$

gde je:

D_{ci} (m) – unutrašnji prečnik cevovoda,

λ_n (W/mK) – koeficijent provođenja toplote sirove nafte.

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$Nu = (56.87036 + 1104.01943 q) \cdot D_{ci} / \lambda_n \quad (7.4)$$

$$t = 30 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$Nu = (58.56603 + 1251.10424 q) \cdot D_{ci} / \lambda_n \quad (7.5)$$

$$t = 40 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$Nu = (75.8867 + 1273.18905 q) \cdot D_{ci} / \lambda_n \quad (7.6)$$

$$t = 50 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$Nu = (77.79064 + 1481.44876 q) \cdot D_{ci} / \lambda_n \quad (7.7)$$

Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja date u Tabelama 7.1 do 7.4, dobijaju se fenomenološke jednačine za dati opseg istraživanja, u sledećem obliku:

Zavisnost (Nu , Re) izražena polinomom drugog reda:

$$Nu = 287.70587 + 0.01124179 Re - 4.2877628 \cdot 10^{-8} Re^2 \quad (7.8)$$

$$R = 0.9674$$

$$R^2 = 0.93586$$

Zavisnost (Nu , Re) izražena polinomom prvog reda:

$$Nu = 383.38339 + 0.00702 Re \quad (7.9)$$

$$R = 0.96389$$

Jednačina prelaza toplote izražena polinomom drugog reda:

$$\alpha_i = (\lambda_n / D_{ci}) \cdot (287.70587 + 0.01124179 Re - 4.2877628 \cdot 10^{-8} Re^2) \quad (7.10)$$

Jednačina prelaza toplote izražena polinomom prvog reda:

$$\alpha_i = (\lambda_n / D_{ci}) \cdot (383.38339 + 0.00702 Re) \quad (7.11)$$

U Tabeli 7.5, date su vrenosti koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) za različite vrednosti Rejnoldsovog broja (Re), prema eksperimantalnoj jednačini (7.9 i 7.11), za parametre transporta:

$$\lambda_n = 0,12 \text{ W/m}^2\text{K}$$

$$D_{ci} = 0,301 \text{ m}$$

$$Re = (25000 - 75000)$$

Tabela 7.5. Vrenosti koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i) za različite vrednosti Rejnoldsovog broja (Re)

Rejnoldsov broj $Re (-)$	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i (\text{W/m}^2\text{K})$	Rejnoldsov broj $Re (-)$	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i (\text{W/m}^2\text{K})$
25000	222,810	50000	292,777
25500	224,209	50500	294,176
26000	225,609	51000	295,576
26500	227,008	51500	296,975
27000	228,407	52000	298,374
27500	229,807	52500	299,774
28000	231,206	53000	301,173
28500	232,606	53500	302,572
29000	234,005	54000	303,972
29500	235,404	54500	305,371
30000	236,804	55000	306,770
30500	238,203	55500	308,170
31000	239,602	56000	309,569
31500	241,002	56500	310,968
32000	242,401	57000	312,368
32500	243,800	57500	313,767
33000	245,200	58000	315,166
33500	246,599	58500	316,566
34000	247,998	59000	317,965
34500	249,398	59500	319,364
35000	250,797	60000	320,764
35500	252,196	60500	322,163
36000	253,596	61000	323,562

36500	254,995	61500	324,962
37000	256,394	62000	326,361
37500	257,794	62500	327,760
38000	259,193	63000	329,160
38.00	260,592	63500	330,559
39000	261,992	64000	331,958
39500	263,391	64500	333,358
40000	264,790	65000	334,757
40500	266,190	65500	336,156
41000	267,589	66000	337,556
41500	268,988	66500	338,955
42000	270,388	67000	340,354
42500	271,787	67500	341,754
43000	273,186	68000	343,153
43500	274,586	68500	344,552
44000	275,985	69000	345,952
44500	277,384	69500	347,351
45000	278,784	70000	348,750
45500	280,183	70500	350,150
46.000	281,582	71000	351,549
46500	282,982	71500	352,948
47000	284,381	72000	354,348
47500	285,780	72500	355,747
48000	287,180	73000	357,146
48500	288,579	73500	358,546
49000	289,978	74000	359,945
49500	291,378	74500	361,344
		75000	362,744

7.1.1. Analiza uticajnih parametara na koeficijent prelaza toplote

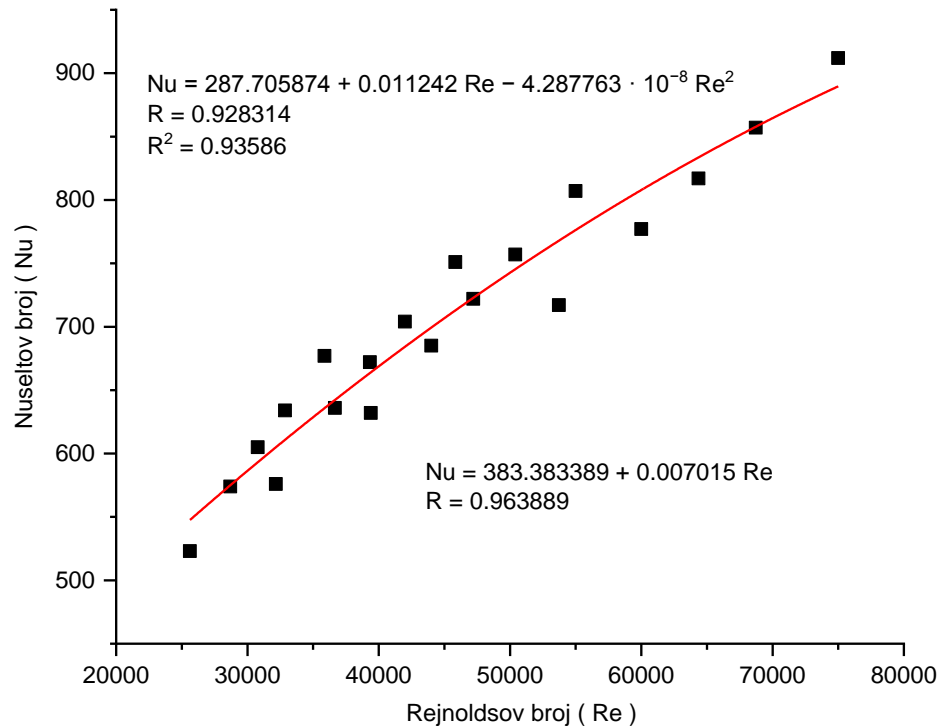
Povećanjem temperature smanjuje se viskoznost, povećavaju se Reynoldsov broj, Nuseltov broj i koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i). Na Slici 7.1, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost Nuseltovog (Nu) i Reynoldsovog broja (Re), za dati opseg istraživanja:

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s},$$

$$t = 30 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s},$$

$$t = 40 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s},$$

$$t = 50 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}.$$



Slika 7.1. Zavisnost Nuseltovog (Nu) i Reynoldsovog broja (Re)

Jednačina (4.15) prikazuje zavisnost između Nuseltovog, Reynoldsovog i Prantlovog broja. Reynoldsov broj zavisi od brzine strujanja fluida, prečnika cevovoda i viskoznosti fluida. Prantlov broj zavisi od gustine fluida, viskoznosti, specifičnog toplotnog kapaciteta i toplotne provodnosti fluida. Najveći uticaj na vrednost Nuseltovog broja, koji karakteriše prenos toplote na granici fluid – zid cevovoda, ima veličina Reynoldsovog broja.

Rezultati istraživanja dati su eksperimentalnim jednačinama 7.2 do 7.11, a numeričke vrednosti relevantnih parametara su date u Tabelama 7.1 do 7.4. Tako npr. za optimalne vrednosti protoka 560 – 700 m³/h, Nuseltov broj (Nu) se kreće u granicama 574 – 912, a Reynoldsov broj (Re) u intervalu 28695 – 75000 za dati opseg istraživanja.

Pri temperaturi zagrevanja sirove nafte $t = 20$ °C, za protok $Q = 700$ m³/h, dobijena je vrednost Reynoldsovog broja $Re = 35870$, a Nuseltov broj iznosi $Nu = 677$ i koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i = 271$ W/m²K.

Pri temperaturi zagrevanja sirove nafte $t = 30$ °C, za protok $Q = 700$ m³/h, dobijena je vrednost Reynoldsovog broja $Re = 45834$, a Nuseltov broj iznosi $Nu = 751$ i koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i = 300$ W/m²K.

Pri temperaturi zagrevanja sirove nafte $t = 40$ °C, za protok $Q = 700$ m³/h, dobijena je vrednost Reynoldsovog broja $Re = 55000$, a Nuseltov broj iznosi $Nu = 807$ i koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i = 323$ W/m²K.

Pri temperaturi zagrevanja sirove nafte $t = 50 \text{ }^\circ\text{C}$, za protok $Q = 700 \text{ m}^3/\text{h}$, dobijena je vrednost Rejnoldsovog broja $Re = 75000$, a Nuseltov broj iznosi $Nu = 912$ i koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i = 365 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Na osnovu istraživanja, dobijene su vrednosti Rejnoldsovog broja $25625 - 75000$, i Nuseltovog broja $523 - 912$, Tabela 7.1 do 7.4. Najuticajniji parametar na vrednost koeficijenta prelaza toplote (α_i), sa transportovane sirovine na cevovod, je Rejnoldsov broj, koji karakteriše kriterijum strujanja. Pri turbulentnom režimu strujanja koeficijenta prelaza toplote (α_i), raste.

Za naftovode se može odrediti potrebno vreme za uspostavljanje stacionarnog toka toplote u širem opsegu, putem upoređivanja Nuseltovih brojeva za stacionarno strujanje i tranzitno stanje [53].

8. PAD PRITISKA PRI TRANSPORTU NAFTOVODOM (prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE

8.1. Određivanje pada pritiska

Kod tečnosti dinamička viskoznost opada sa porastom temperature. Iz tog razloga se viskozne tečnosti kao što su sirova nafta i sl. zagrevaju pre transporta cevovodima, da bi im se smanjila viskoznost. Na taj način smanjuje se pad pritiska usled gubitaka na trenje, kao i snaga pumpe. Sadržaj parafina u nafti ima dominantni uticaj na svojstva visoko parafinskih nafti, a naročito na temperaturu tečenja, Tabela 1.1. i 5.1. Pored toga temperaturu tečenja određuje i sadržaj asvaltenu, smola i dr. Pri transportu sirove nafte cevima, temperatura nafte na kraju cevovoda nesme biti niža od tačke tečenja [1], [10], [63].

Prema šemi eksperimentalnog postrojenja, Slika 5.1, vrši se prethodno zagrevanje nafte u rezervoaru (1). Zgrevanje rezervoara se vrši pomoću grejača (9), pregrejanom vodenom parom pritiska $p = 4$ bar, temperature $t = 160$ °C, toplote isparavanja $r = 2775$ kJ/kg.

Nakon uvođenja nafte u naftovod – cevovod (3), vrši se grejanje naftovoda na celoj dužini. Grejni fluid je vodena para pritiska $p = 12$ bar i temperature $t = 200$ °C. Za grejanje naftovoda prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, i dužine $l = 1550$ m, koriste se dve grejne cevi prečnika 25 mm, kroz koje struji vodena para, Slika 5.2.

Naftovod (3), je izolovan, pa je pad temperature duž naftovoda neznan. Iz tih razloga obezbeđeni su uslovi za izotermno strujanje. Ovo može da se učini samo kad su u pitanju kratki i dobro izolovani cevovodi.

Prema [38], [53], za grejanje naftovoda prečnika 101 – 127 mm, potrebna je jedna grejna cev prečnika 19 mm. A za naftovod prečnika 200 mm, potrebno je ugraditi dve grejne cevi prečnika 19 mm.

Pad pritiska Δp , na deonici naftovoda je ključni parametar za proračun snage pumpe. Pad pritiska usled trenja određuju se iz jednačine (4.2), poglavlje 4., za izotermno strujanje:

$$\Delta p = 0,241 \frac{\rho v^{0,25} q^{1,75} l}{D^{4,75}}$$

Uticajni parametri na gubitak pritiska usled trenja su: gustina sirove nafte ρ (kg/m³), kinematska viskoznost sirove nafte ν (m²/s), protok q (m³/s), dužina cevovoda l (m), unutrašnji prečnik cevovoda D (m).

Prilikom rada pumpne stanice, poželjno je da se radna tačka pumpe nalazi u oblasti optimalnog stepena iskorišćenja i protoka. Pri transportu sirove nafte, karakteristika cevovoda se održava približno stalnom, to se postiže zagrevanjem transportovane sirove nafte. Karakteristika cevovoda se menja sa promenom temperature i viskoznosti nafte.

Zagrevanjem sirove nafte, smanjuje se viskoznost, tj. približava se viskoznosti vode. Zagrevanjem nafte postiže se viskoznost koja obezbeđuje rad pumpe u oblasti maksimalnog stepena iskorišćenja i optimalni parametri rada.

Sadržaj parafina je ključni parameter koji se analizira pri određivanju tečljivosti nafte i određuje temperaturu zagrevanja sirove nafte i uslove transporta, Tabela 1.1 i 5.1. i 3.2. Nafte parafinskog tipa imaju relativno visoke temperature tečenja, pa se sirova nafta zagreva pre uvođenja u cevovod, na odgovarajuću optimalnu temperaturu, kako bi se parafini održali u tečnom stanju.

Minimalni troškovi grejanja sirove nafte će biti kada se nafta zagreva na optimalnu početnu temperaturu $t_1 = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, to su nafte sa tačkom tečenja $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 3% parafina. Nafte sa tačkom tečenja $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 10,5 % parafina zagrevaju se na početnu temperaturu $30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Znatno veći troškovi grejanja će biti kada se sirova nafta zagreva na početnu temperaturu $t_1 = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, to su nafte sa tačkom tečenja $+26\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 15,3% parafina. Parafinske nafte sa tačkom tečenja $+36\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 29 % parafina zagrevaju na početnu temperaturu $50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Kada prilikom cevovodnog transporta parafinske sirove nafte dođe do prekida protoka i hlađenja nafte ispod temperature tečenja, dolazi do pojave čvrstih čestica parafina i do geliranja celokupne transportovane mase nafte. Iz tih razloga potrebno je projektovati takve uslove rada naftovoda, da je temperatura nafte iznad temperature tečenja. Postoji više tehničkih rešenja za transport sirove nafte, a jedno od uobičajenih rešanja je transport zagrejane sirove nafte.

Zakon promene viskoznosti sa temperaturom određuje se na osnovu rezultata merenja datih u Tabeli 5.2.

$t\text{ (}^{\circ}\text{C)}$	$10^6 \cdot \nu\text{ (m}^2\text{/s)}$
20	23
30	18
40	15
50	11

Zavisnost između viskoznosti i temperature kod tečnih fluida data je u obliku izraza [67]:

$$\nu = \frac{C}{t^m} \tag{8.1}$$

U tom cilju određuje se konstanta (C) i eksponent (m):

$$C = 23 \cdot 20^m$$

$$C = 11 \cdot 50^m$$

$$\left(\frac{50}{20}\right)^m = \frac{23}{11}$$

$$m = \frac{\log \frac{23}{11}}{\log \frac{50}{20}}$$

$$m = 0,804$$

$$C = 11 \cdot 10^{-6} \cdot 50^{0,804} = 255 \cdot 10^{-6}$$

Zakon promene viskoznosti sa temperaturom je:

$$\nu = \frac{255 \cdot 10^{-6}}{t^{0,804}} \left(\frac{m^2}{s} \right) \quad (8.2)$$

Sada se u jednačinu (4.2), poglavlje 4, za pad pritiska usled trenja, uvrštava izraz (8.2) koji daje zavisnot pomene viskoznosti sa temperaturom:

$$\Delta p = 0,241 \frac{\rho \left(\frac{255 \cdot 10^{-6}}{t^{0,804}} \right)^{0,25} q^{1,75} l}{D^{4,75}} \quad (8.3)$$

Varijacijom protoka i parametara za viskoznost pri optimalnoj temperaturi zagrevanja sirove nafte u opsegu 20, 30, 40, 50 °C, dobijene su optimalne vrednosti pada pritiska usled gubitaka na trenje, napor pumpe, snaga pumpe i drugi relevantni parametri transporta.

Na osnovu toga u Tabelama 8.1 do 8.4, dat je pad pritiska, protok i snaga pumpe za različite temperature i viskoznosti sirove nafte. Snaga pumpe je izračunavana na osnovu protoka i pada pritiska. Na optimalnu temperaturu zagrevanja sirove nafte, utiče sadržaj parafina, Tabela 1.1 i 5.1, kao i konkretni uslovi rada naftovoda, [13, 14], [27].

Tabela 8.1. Pad pritiska, protok i snaga pumpe ($t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	$2 \cdot 250$	$2 \cdot 280$	$2 \cdot 300$	$2 \cdot 320$	$2 \cdot 350$
2	Specifični protok q (m^3/s)	$2 \cdot 0,0695$	$2 \cdot 0,0775$	$2 \cdot 0,0835$	$2 \cdot 0,0885$	$2 \cdot 0,097$
3	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	2,16	2,62	2,98	3,30	3,62
4	Opterećenje pumpe (2), pritisak na potisu p_1 (bar)	8,31	8,16	7,98	7,83	7,62
5	Pritisak na ulazu u pumpu (4), p_2 (bar)	6,15	5,54	5,00	4,53	4,00
6	Snaga pumpe N (kW)	86	93	95	102	109
7	Stepen korisnosti pumpe η_p (-)	0,67	0,68	0,70	0,68	0,67
8	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,139	0,169	0,192	0,212	0,249

Tabela 8.2. Pad pritiska, protok i snaga pumpe ($t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 18 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	$2 \cdot 250$	$2 \cdot 280$	$2 \cdot 300$	$2 \cdot 320$	$2 \cdot 350$
2	Specifični protok q (m^3/s)	$2 \cdot 0,0695$	$2 \cdot 0,0775$	$2 \cdot 0,0835$	$2 \cdot 0,0885$	$2 \cdot 0,097$
3	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	2,03	2,46	2,81	3,11	3,50
4	Opterećenje pumpe (2), pritisak na potisu p_1 (bar)	8,23	8,08	7,91	7,75	7,60
5	Pritisak na ulazu u pumpu (4), p_2 (bar)	6,20	5,62	5,10	4,64	4,10
6	Snaga pumpe N (kW)	85	92	94	101	108
7	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,130	0,158	0,181	0,200	0,234

Tabela 8.3. Pad pritiska, protok i snaga pumpe ($t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	$2 \cdot 250$	$2 \cdot 280$	$2 \cdot 300$	$2 \cdot 320$	$2 \cdot 350$
2	Spec. protok q (m^3/s)	$2 \cdot 0,0695$	$2 \cdot 0,0775$	$2 \cdot 0,0835$	$2 \cdot 0,0885$	$2 \cdot 0,0970$
3	Maseni protok G (t/h)	439	490	525	558	612
4	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	1,94	2,35	2,67	2,96	3,44
5	Opterećenje pumpe (2), pritisak na potisu p_1 (bar)	8,15	8,00	7,84	7,70	7,57
6	Pritisak na ulazu u pumpu (4), p_2 (bar)	6,21	5,65	5,17	4,74	4,13
7	Snaga pumpe N (kW)	84,0	91,0	93,0	100	107
8	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,125	0,152	0,173	0,190	0,225
9	Protok m (kg/s)	122	135	146	155	170

Tabela 8.4. Pad pritiska, protok i snaga pumpe ($t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	$2 \cdot 250$	$2 \cdot 280$	$2 \cdot 300$	$2 \cdot 320$	$2 \cdot 350$
2	Spec. protok q (m^3/s)	$2 \cdot 0,0695$	$2 \cdot 0,0775$	$2 \cdot 0,0835$	$2 \cdot 0,0885$	$2 \cdot 0,097$
3	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	1,80	2,15	2,46	2,72	3,18
4	Opterećenje pumpe (2), pritisak na potisu p_1 (bar)	8,07	7,92	7,76	7,60	7,32
5	Pritisak na ulazu u pumpu (4), p_2 (bar)	6,27	5,77	5,30	4,88	4,14
6	Snaga pumpe N (kW)	83	90	92	99	106
7	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,116	0,138	0,158	0,175	0,205

Prilikom transporta, rade obe pumpe (2). Pumpe (2) obezbeđuju pritisak na ulazu u pumpu (4), u iznosu 4 – 6 bar, zavisno od veličine protoka, Tabele 8.1. do 8.4.

8.2. Rezultati istraživanja pada pritiska, snage pumpe i diskusija

U okviru predmetnih istraživanja utvrđene su numeričke vrednosti i međusobne zavisnosti: snage pumpe, pada pritiska i protoka Tabele 8.1 do 8.4.

Na osnovu statističke (regresione) analize, određene su međusobne zavisnosti snage pumpe protoka i date sledećim eksperimentalnim jednačinama:

$$\begin{aligned}t &= 20 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\N &= 131.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2 \\R &= 0.99847 \\R^2 &= 0.99924\end{aligned}\tag{8.4}$$

$$\begin{aligned}t &= 30 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\N &= 130.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2 \\R &= 0.99847 \\R^2 &= 0.99924\end{aligned}\tag{8.5}$$

$$\begin{aligned}t &= 40 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\N &= 129.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2 \\R &= 0.99847 \\R^2 &= 0.99924\end{aligned}\tag{8.6}$$

$$\begin{aligned}t &= 50 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\N &= 128.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2 \\R &= 0.99847 \\R^2 &= 0.99924\end{aligned}\tag{8.7}$$

Na osnovu statističke (regresione) analize, određene su međusobne zavisnosti pada pritiska i protoka i date sledećim eksperimentalnim jednačinama, na osnovu rezultata ispitivanja, Tabele 8.1 do 8.4.

$$\begin{aligned}t &= 20 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\\Delta p &= -2.18347 + 62.13309 q \\R &= 0.99931\end{aligned}\tag{8.8}$$

$$\begin{aligned}t &= 30 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\\Delta p &= -2.06767 + 58.6258 q \\R &= 0.99945\end{aligned}\tag{8.9}$$

$$\begin{aligned}t &= 40 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\\Delta p &= -1.87632 + 54.66727 q \\R &= 0.99965\end{aligned}\tag{8.10}$$

$$\begin{aligned}
 t &= 50 \text{ }^{\circ}\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\
 \Delta p &= -1.7327 + 50.41705 q \\
 R &= 0.99897
 \end{aligned}
 \tag{8.11}$$

U Tabelama 8.1 do 8.4, data je zavisnost promene protoka i specifičnog pada pritiska za opseg protoka 500 – 700 m³/h.

- Za protok 500 – 700 m³/h, $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, specifični pad pritiska iznosi 0,139 – 0,249 bar/100m.
- Za protok 500 – 700 m³/h, $t = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, specifični pad pritiska iznosi 0,130 – 0,234 bar/100m.
- Za protok 500 – 700 m³/h, $t = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, specifični pad pritiska iznosi 0,125 – 0,225 bar/100m.

Smanjenjem temperature za $\Delta t = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ i povećanjem viskoznosti sirove nafte, povećava se pad pritiska 3 – 4 %.

U polaznoj hipotezi i na osnovu literaturnih izvora predpostavljena je vrednost za specifični pad pritiska $\Delta p/l = (0,098 - 0,740) \text{ bar}/100\text{m}$. Na osnovu toga dobijeni rezultati za specifični pad pritiska se nalaze u predpostavljenom opsegu.

Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja, Tabela 8.3, dobijene su eksperimentalne jednačine zavisnosti specifičnog pada pritiska i protoka u sledećem obliku:

$$\begin{aligned}
 \Delta p/l &= -0.053610612 + 0.94546906 q + 2.565829 q^2 \\
 R &= 0.93927 \\
 R^2 &= 0.88224
 \end{aligned}
 \tag{8.12}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta p/l &= -0.12424 + 1.80245 q \\
 R &= 0.93896
 \end{aligned}
 \tag{8.13}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta p &= -1.95309 + 0.00884 G \\
 R &= 0.99948
 \end{aligned}
 \tag{8.14}$$

Pri transportu sirove nafte dolazi do pada pritiska. Ovde se radi o jednofaznom sistemu tj. transportuje se tečan fluid bez prisustva gasovite faze. Na osnovu teorijskih i eksperimentalnih istraživanja dati su rezultati gradijenta pada pritiska usled trenja $(\Delta p/\Delta l)_{pt}$ (Pa/m), pri izotermnom strujanju za naftovod (3), Tabela 8.5.

Tabela 8.5. *Gradijent pada pritiska usled trenja ($t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$) do ($t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$), $l = 1550\text{ m}$*

Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
Specifični protok q (m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
Maseni protok m (kg/s)	122	135	146	155	170
Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar) za:					
$t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	2,16	2,62	2,98	3,30	3,87
$t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 18 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	2,03	2,46	2,81	3,11	3,64
$t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	1,94	2,35	2,67	2,96	3,48
$t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	1,80	2,15	2,46	2,72	3,18
Gradijent pada pritiska usled trenja $(\Delta p/\Delta l)_{\text{pt}}$ (Pa/m) za:					
$t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	188	169	192	212	249
$t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 18 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	131	158	181	201	235
$t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	125	152	173	190	225
$t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$	116	139	159	175	205

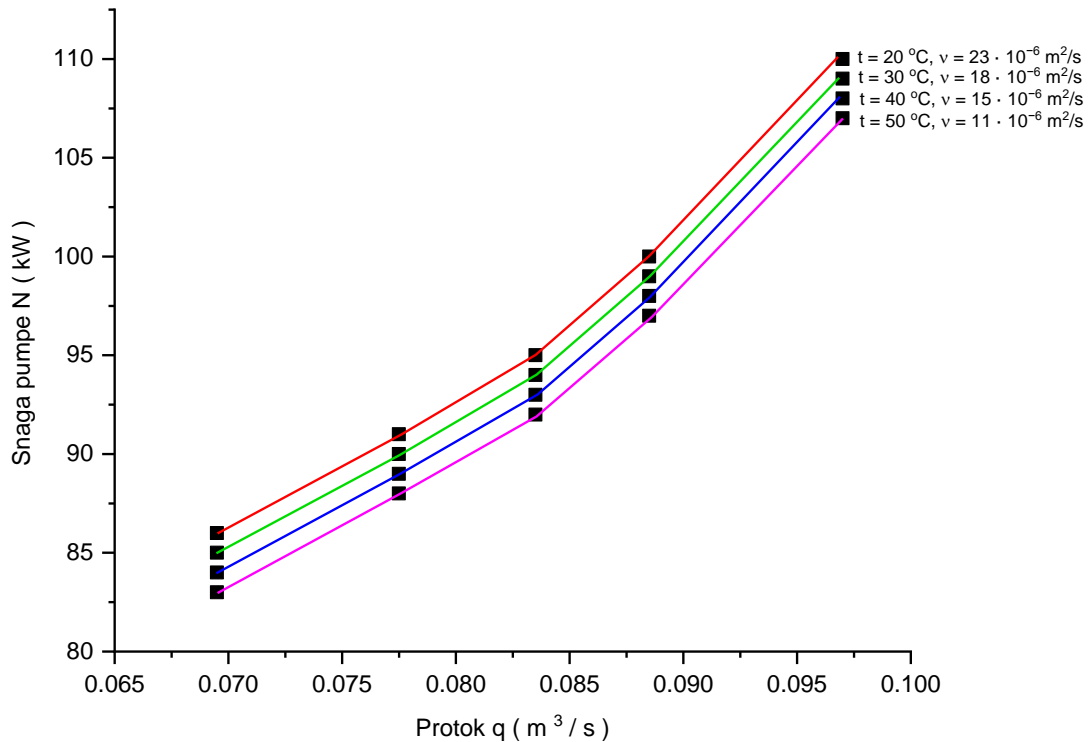
Zavisnost gradijenta pada pritiska i masenog protoka za $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$ data je sledećom eksperimentalnom jednačinom:

$$\begin{aligned}
 (\Delta p/\Delta l)_{\text{pt}} &= -42.929706 + 0.89694830 m + 0.0039745707 m^2 \\
 R &= 0.99954 \\
 R^2 &= 0.99907
 \end{aligned}
 \tag{8.15}$$

Gradijent pada pritiska raste sa smanjenjem temperature sirove nafte i povećanjem protoka, a opada sa povećanjem temperature, Tabela 8.5.

8.2.1. Analiza uticajnih hidrauličkih parametara na snagu pumpe

U fazi projektovanja naftovoda za transport zagrejane nafte, potrebno je razmotriti uticaj promene kapaciteta transporta, tj. veličine protoka na rad cevovoda, Slika 8.1 do 8.4. Na Slici 8.1, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost promene snage pumpe i protoka.



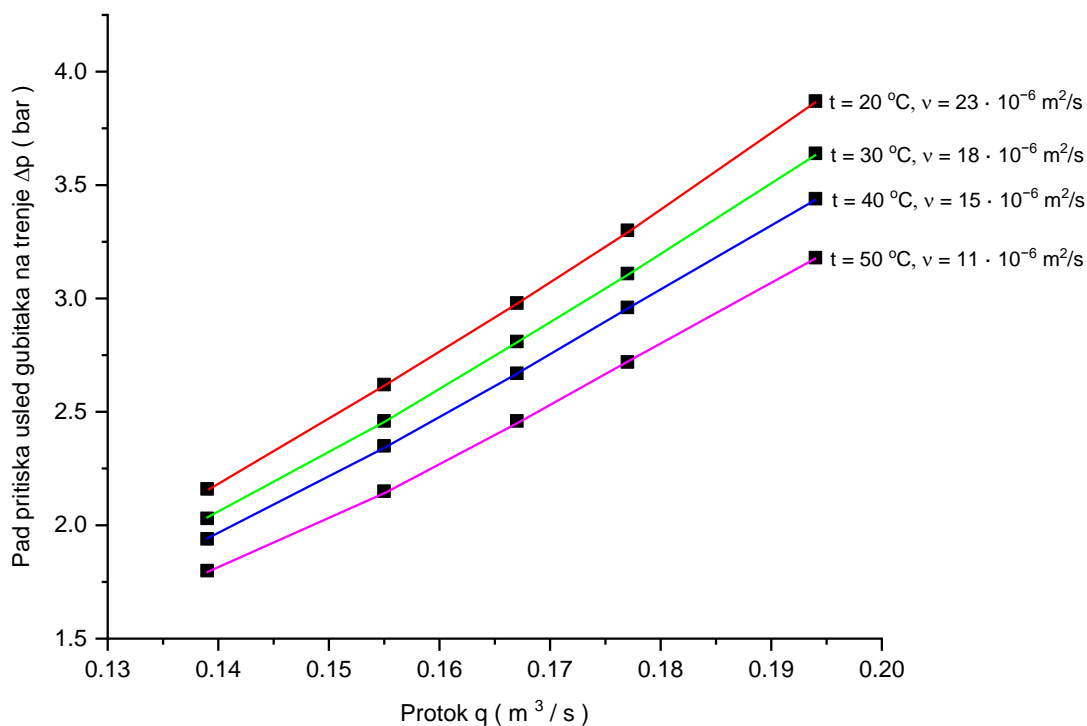
Slika 8.1. Zavisnost promene snage pumpe i protoka

Viskoznost raste sa smanjenjem temperature. Porastom protoka i smanjenjem temperature sirove nafte dolazi do porasta snage pumpe. Pritisak na ulazu u pumu (4), je 4 – 6 bar. Prema [73], treba da je minimalno 3 bar, jer pri smanjenoj visini nastupa kavitacija.

Pri transportu sirove nafte veće viskoznosti, potreban je veći pad pritiska i snaga pumpe, Slika 8.1 do 8.3. Na osnovu rezultata istraživanja pri kapacitetu transporta $q = 0,0972 \text{ m}^3/\text{s}$ ($350 \text{ m}^3/\text{h}$), po pumpi, snaga pumpe (2), je 109 kW, pri polaznoj temperaturi nafte 20°C . Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ i porastom viskoznosti primetno je povećanje snage pumpe za 3 – 4 %.

Pri transportu parafinske nafte, na temperaturi ispod tačke stinjanja, potreban je veći pritisak za pumpanje. Ako je obezbeđeno da se fluid održi u kretanju, neće doći do većih problema niti zastoja [55], [63].

Na Slici 8.2 dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost promene pada pritiska i protoka.

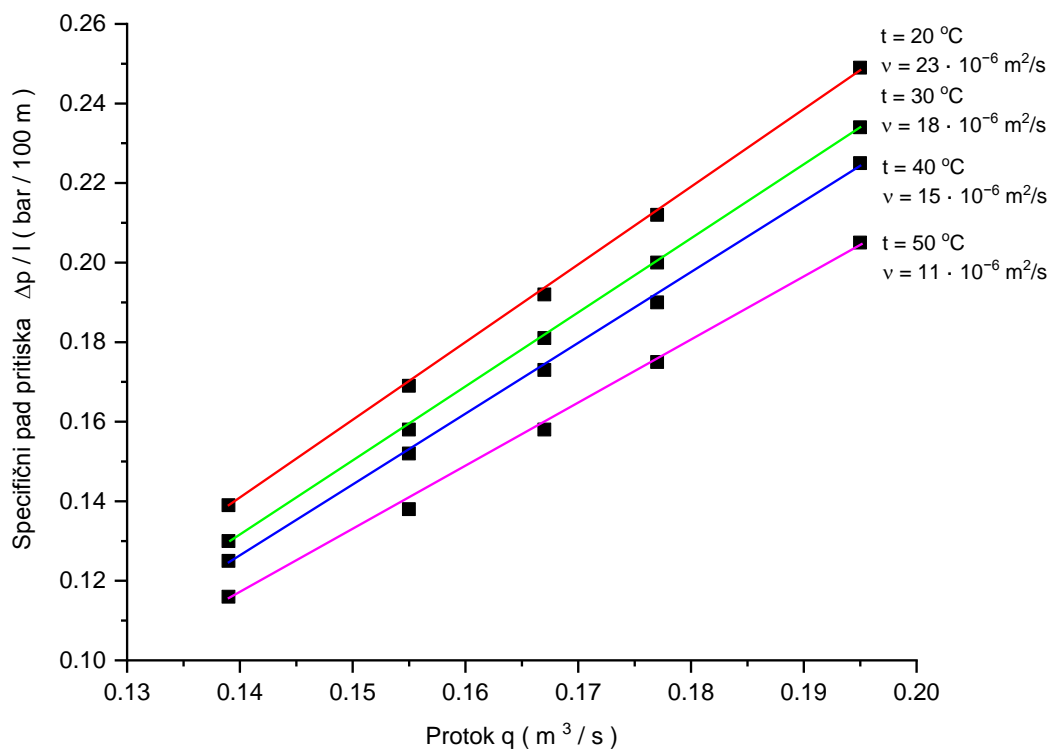


Slika 8.2. Pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte kroz cevovod, (Δp , q)

Pad pritiska usled gubitaka na trenje, zavisi od protoka, temperature i viskoznosti sirove nafte. Viskoznost raste sa smanjenjem temperature. Porastom protoka i smanjenjem temperature sirove nafte dolazi do porasta padova pritiska usled trenja.

Za radni opseg protoka $0,155 - 0,194 \text{ m}^3/\text{s}$ ($560 - 700 \text{ m}^3/\text{h}$), brzina strujanja iznosi $1,97 - 2,75 \text{ m/s}$, a Rejnoldsov broj se kreće u intervalu $Re = (25625 - 75000)$, pa je strujanje na celokupnoj dužini naftovoda (3), turbulentno, tj. $Re > 2320$.

Na Slici 8.3, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost promene specifičnog pada pritiska i protoka.



Slika 8.3. Specifični pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte kroz cevovod, ($\Delta p/l, q$)

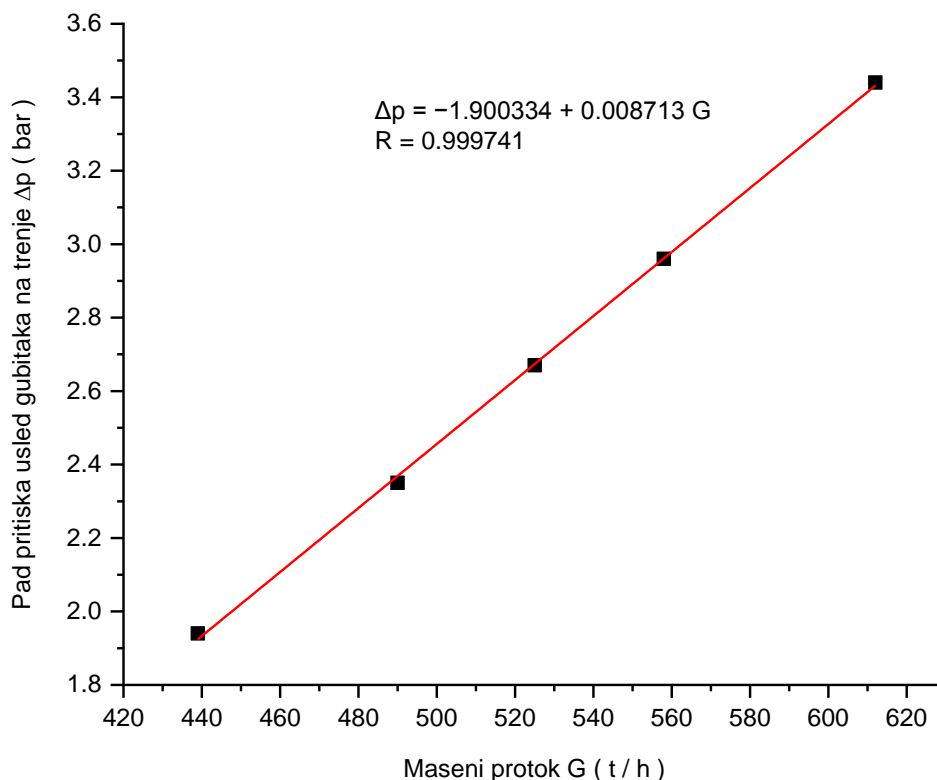
Na osnovu istraživanja za naftovod (3), prečnika $D_{ca} = 323$ mm, dužine $l = 1550$ m, pri kapacitetu transporta $q = 0,194$ m^3/s , (700 m^3/h tj. 612 t/h) i gustini nafte 875 kg/m^3 , dobijeni su sledeći rezultati:

- Pad pritiska je $\Delta p = 3,44$ bar, pri polaznoj temperaturi nafte $40^\circ C$, Slika 8.2.
- Specifični pad pritiska je $\Delta p/l = 0,225$ bar/100m, pri polaznoj temperaturi nafte $40^\circ C$.

Slika 8.3. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10^\circ C$ i porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za $3 - 4\%$.

U polaznoj hipotezi i na osnovu literaturnih izvora prepostavljena je vrednost specifičnog pada pritiska u relativno širokom opsegu $\Delta p_s = (0,023 - 0,740)$ bar/100m. Na osnovu toga dobijeni rezultat $\Delta p/l = 0,225$ bar/100m, se nalazi u prepostavljenom opsegu.

Na Slici 8.4, data je zavisnost pada pritiska i protoka sirove nafte, za polaznu temperaturu zagrejane nafte $t = 40^\circ C$.



Slika 8.4. Zavisnost pada pritiska i protoka sirove nafte (Δp , G)

U literaturi [53], dat je pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte kroz cevovod $D = 323$ mm, i dužine 32000 m. Polazna temperatura nafte je $t = 66$ °C. Tako npr. za naftovod dužine 32000 m, pri kapacitetu transporta 250 t/h, specifični pad pritiska iznosi $\Delta p/l = 0,2$ bar/100m.

Pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte kroz cevovod, dati su u raznim primerima [57], [68].

Za vreme transporta istovremeno rade obe pumpe (2), Slika 5.1. Kada je protok po pumpi 350 m³/h, što daje oko 700 m³/h, primetna je pojava vibracija na ulazu u pumpu. Pri ovim uslovima potrebno je nadgledati pumpu da ne uđe u područje vibracija zbog pojave kavitacije na usisu pumpe, što bi dovelo do brzog kvara pumpe. Ukoliko se primete i najmanje vibracije potrebno je prigušiti ventile na potisu pumpe (2), sve dotle dok vibracije ne prestanu. Uz nešto smanjen ukupan protok, pumpe se nalaze unutar optimalnog radnog režima $560 - 640$ m³/h, stepen korisnosti pumpe $\eta_p = 0,70$ a pritisak na ulazu u pumpu (4) je $p_2 = 5$ bar.

9. KOEFICIJENT TRENJA PRI TRANSPORTU NAFTOVODOM (prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m) – IZOTERMNO STRUJANJE

9.1. Određivanje koeficijenta trenja

Na osnovu rezultata istraživanja, Tabele 9.1 do 9.4, Reynoldsov broj se kreće u opsegu 25625 – 75000, pa je strujanje sirove nafte kroz naftovod (3) turbulentno, obzirom da je $Re > 2320$. Koeficijent trenja u opštem slučaju zavisi od Reynoldsovog broja (Re) i relativne hrapavosti (δ/D) okvašene površine cevovoda. Za oblast turbulentnog strujanja za $4000 < Re < 100000$, koeficijent trenja se određuje iz jednačine (4.21) (*Blasius*), poglavlje 4:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

Na osnovu eksperimentalnih i teorijskih istraživanja dobijene su kvantitativne i kvalitativne vrednosti Reynoldsovog broja (Re) i koeficijenta trenja (λ), datih u Tabelama 9.1 do 9.4.

Za čelične cevi čišćene posle duže upotrebe i relativnu hrapavost $\delta/D = 0,15/301 = 0,0005$ i veličinu Reynoldsovog broja, određuje se koeficijent trenja (λ), pomoću relacije (4.30). Koeficijent trenja (λ) se može odrediti i pomoću dijagrama (λ, Re).

U okviru predmetnih istraživanja utvrđene su numeričke vrednosti i međusobne zavisnosti: koeficijenta trenja (λ) i Reynoldsovog broja (Re) i protoka (q), date u Tabelama 9.1 do 9.4.

Tabela 9.1. Zavisnost Reynoldsovog broja i koeficijenta trenja ($t = 20$ °C,
 $\nu = 23 \cdot 10^{-6}$ m²/s)

1	Protok Q (m ³ /h)	500	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m ³ /s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Maseni protok m (kg/s)	122	135	146	155	170
4	Reynoldsov broj Re	25625	28695	30782	32869	37870
5	Koeficijent trenja λ	0,025	0,024	0,023	0,022	0,021

Tabela 9.2. Zavisnost Reynoldsovog broja i koeficijenta trenja ($t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$,
 $\nu = 18 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Maseni protok m (kg/s)	122	135	146	155	170
4	Reynoldsov broj Re	32167	36667	39333	42000	45834
5	Koeficijent trenja λ	0,023	0,022	0,0215	0,0210	0,0205

Tabela 9.3. Zavisnost Reynoldsovog broja i koeficijenta trenja ($t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$,
 $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Spec. protok q (m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Maseni protok m (kg/s)	122	135	146	155	170
4	Reynoldsov broj Re	39400	44000	47200	50400	55000
5	Koeficijent trenja λ	0,022	0,0215	0,021	0,0205	0,020

Tabela 9.4. Zavisnost Reynoldsovog broja i koeficijenta trenja ($t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$,
 $\nu = 11 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Maseni protok m (kg/s)	122	135	146	155	170
4	Reynoldsov broj Re	53727	60000	64363	68727	75000
5	Koeficijent trenja λ	0,0205	0,020	0,0195	0,0190	0,0185

9.2. Rezultati istraživanja koeficijenta trenja i diskusija

Povećanjem temperature, smanjuje se viskoznost sirove nafte a Reynoldsov broj raste. Pri tome koeficijent trenja (λ) se smanjuje, kao i gubici pritiska usled trenja. Ovo je takođe u skladu sa istraživanjem prema [38]. Koeficijent trenja (λ) je ključni parametar za proračun gubitaka usled trenja. Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja date u Tabelama 9.1 do 9.4, dobijene su sledeće eksperimentalne jednačine:

Eksperimentalna jednačina prikazuje zavisnost koeficijenta trenje i Rejnoldsovog broja (λ , Re) izraženu polinomom drugog stepena:

$$\begin{aligned}\lambda &= 0.03048641 - 0.0029797609 \cdot 10^{-4} Re + 1.9229189 \cdot 10^{-4} (10^{-4} Re)^2 \\ R &= 0.95245 \\ R^2 &= 0.90716\end{aligned}\tag{9.1}$$

Eksperimentalna jednačina prikazuje linearnu zavisnost ($\lambda - Re$):

$$\begin{aligned}\lambda &= 0.0262 - 0.00108 \cdot 10^{-4} Re \\ R &= -0.92448\end{aligned}\tag{9.2}$$

Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i Rejnoldsovog broja (Re) data je na Slici 9.1.

Na osnovu rezultata datih u Tabeli 9.3, dobijena je empirijska jednačina, zavisnosti koeficijenta trenja i protoka (λ , q) izražena polinomom drugog stepena:

$$\begin{aligned}t &= 40 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\ \lambda &= 0.028161121 - 0.049104539 q + 0.036265131 q^2 \\ R &= 0.99584 \\ R^2 &= 0.9917\end{aligned}\tag{9.3}$$

Eksperimentalna jednačina prikazuje linearnu zavisnost (λ , q):

$$\begin{aligned}t &= 40 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\ \lambda &= 0.02716 - 0.03699 q \\ R &= -0.99568\end{aligned}\tag{9.4}$$

Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q) data je na Slici 9.2.

Eksperimentalne jednačine (9.2) i (9.4), su u dobroj saglasnosti sa teorijskom jednačinom:

$$\lambda = \frac{2D \cdot \Delta p}{\rho \cdot l \cdot V^2}\tag{9.5}$$

Zamenom poznatih parametara iz Tabele 9.3, za protok $600 \text{ m}^3/\text{h}$ ($0,167 \text{ m}^3/\text{s}$), pri čemu je $Re = 47200$, u jednačine (9.2) i (9.4), dobija se koeficijent trenja $\lambda = 0,021$.

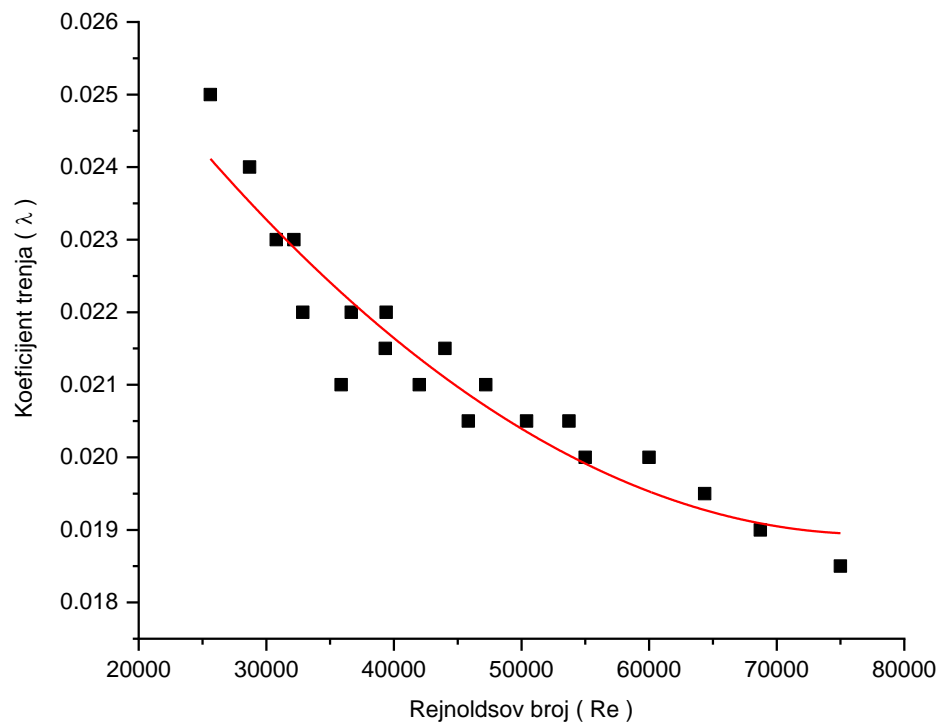
Takođe zamenom poznatih parametara, Tabela 6.12, gde je protok $600 \text{ m}^3/\text{h}$ ($0,167 \text{ m}^3/\text{s}$), i pad pritiska $\Delta p = 2,67 \text{ bar}$, kao i ostalih parametara: $D_{ci} = 0,301 \text{ m}$, $\rho = 875 \text{ kg}/\text{m}^3$, $l = 1550 \text{ m}$, $V = 2,36 \text{ m}/\text{s}$, u jednačinu (9.5), dobija se koeficijent trenja $\lambda = 0,0206$.

Na osnovu toga su eksperimentalne jednačine (9.2) i (9.4) u dobroj saglasnosti sa teorijskom jednačinom (9.5).

Prema literaturi [38], izvedeno je istraživanje o predviđanju koeficijenta trenja u oblasti laminarnog strujanja $\lambda = 64/Re$, gde su takođe dobijeni rezultati koji su u dobroj saglasnosti sa teorijskom jednačinom (9.5).

9.2.1. Analiza uticajnih parametara na koeficijent trenja

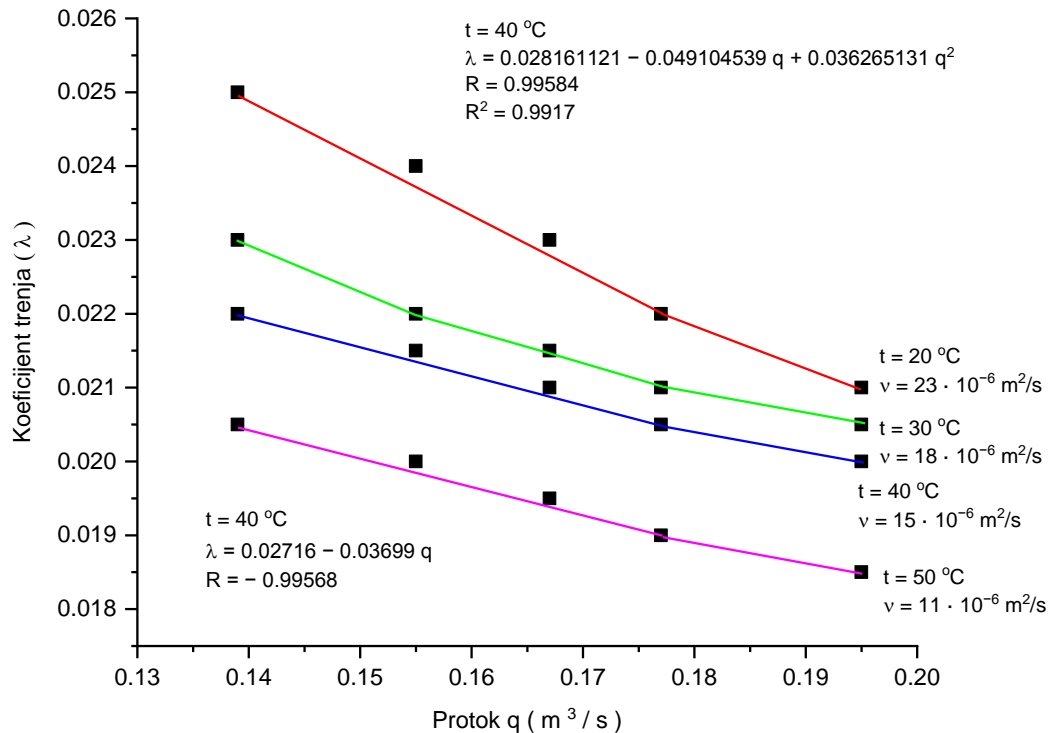
Na Slici 9.1, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta trenja (λ) i Reynoldsovog broja (Re).



Slika 9.1. Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i Reynoldsovog broja (Re)

Za vrednosti Reynoldsovog broja 25625 – 75000, koeficijent trenja (λ) se kreće u granicama 0,0250 – 0,0185.

Na Slici 9.2, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q).



Slika 9.2. Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q)

Tako npr. za $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ za opsege protoka $0,139 - 0,194\text{ m}^3/\text{s}$ (500 do $700\text{ m}^3/\text{h}$), dobijene su sledeće numeričke vrednosti za Rejnoldsov broj $Re = (25625 - 37870)$ i koeficijent trenja $\lambda = (0,025 - 0,021)$. Sa povećanjem protoka i Rejnoldsovog broja, dolazi do smanjenja koeficijenta trenja.

Za $t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ i opseg protoka $0,139 - 0,194\text{ m}^3/\text{s}$ (500 do $700\text{ m}^3/\text{h}$), dobijene su sledeće numeričke vrednosti za Rejnoldsov broj $Re = (32167 - 45834)$ i koeficijent trenja $\lambda = (0,0230 - 0,0205)$.

Za $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ i opseg protoka $0,139 - 0,194\text{ m}^3/\text{s}$ (500 do $700\text{ m}^3/\text{h}$), dobijene su sledeće numeričke vrednosti za Rejnoldsov broj $Re = (39400 - 55000)$ i koeficijent trenja $\lambda = (0,022 - 0,020)$.

Pri izotermnom transportu zagrejjane sirove nafte ne dolazi do pada temperatura prema kraju cevovoda. Pri tome je viskoznost nafte konstantna u smeru strujanja, pa nema povećanja gubitaka na trenje u poređenju sa gubicima pri neizotermnom transportu zagrejjane sirove nafte.

10. KOEFICIJENT PRENOSA TOPLOTE KROZ NAFTOVOD (prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE

10.1. Određivanje koeficijenta prenosa toplote kroz naftovod prečnika $D_{ca} = 457$ mm

Koeficijent prenosa – prolaza toplote određuje se pomoću jednačine (4.11). Ova jednačina definiše složeni mehanizam prenosa toplote sa zagrejane sirove nafte u unutrašnjosti cevovoda na okolnu sredinu:

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

Koeficijent prenosa toplote (k) 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.

Na osnovu toga koeficijent prenosa toplote kroz naftovod zavisi od više parametara kao što su: unutrašnji prečnik cevovoda (D_{ci}), debljina zida cevi, debljina izolacije (s), srednji prečnik cevovoda sa izolacijom (D_m), koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), koeficijent gubitaka za ukopani naftovod u zemlju (α_a).

Analizom jednačine (4.11), kojom je definisan koeficijent prenosa toplote (k), kroz naftovod može se videti da su svi uticajni parametri koji zavise od konstrukcije naftovoda konstante za magistralni naftovod (5), Tabela 5.3, Slika 4.1, osim koeficijenta gubitaka za ukopani naftovod u zemlju (α_a), jednačina (4.24) i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), relacija (4.14).

Prema [28, 29], [39], koeficijent provođenja toplote čeličnog cevovoda je $\lambda_c = 46,5$ W/mK i koeficijent provođenja toplote izolacije od poliuretanske pene iznosi $\lambda_{iz} = 0,05$ W/mK.

Karakteristične veličine koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), određuju se pomoću jednačina (4.14 do 4.17). Pri tome je usvojen odnos viskoznosti nafte u osi cevi i na njenom zidu $\nu_s / \nu_z = 0,9$, prema [66, 67].

Koeficijent prelaza toplote sa cevovoda na okolnu sredinu (α_a), određuje se pomoću jednačine (4.24) i iznosi $\alpha_a = 2,97$ W/m²K, za dubinu ukopavanja cevovoda $h = 1$ m i spoljašnji prečnik izolacije $D_{iza} = 657$ mm, tj. kada je debljina izolacije $s = 100$ mm.

Za ustanovljene vrednosti protoka sirove nafte, određene su veličine Reynoldsovog broja (Re), kao i koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i) i rezultati su dati u Tabelama 10.1 do 10.4.

Reynoldsov broj se kreće u opsegu $Re = (11762 - 50565)$, tj. $Re > 2320$. Na osnovu toga se može reći da je strujanje transportovane sirove nafte turbulentno na celokupnoj dužini magistralnog naftovoda (5).

Tabela 10.1. Koeficijenti prenosa toplote ($t_1 = 20\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 10\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 15\text{ }^\circ\text{C}$, $\nu = 29 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,08	1,16	1,23	1,35
4	Reynoldsov broj Re	11762	12635	13429	14750
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	97	103	108	115
6	Koeficijent prenosa toplote k ($\text{W}/\text{m}^2\text{ K}$)	0,591240	0,591350	0,591462	0,591570
7	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,320452	0,320511	0,320572	0,320630

Tabela 10.2. Koeficijenti prenosa toplote ($t_1 = 30\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 20\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 25\text{ }^\circ\text{C}$, $v = 19 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,08	1,16	1,23	1,35
4	Rejnoldsov broj Re	17783	19110	20239	22230
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	116	123	129	138
6	Koeficijent prenosa toplote k ($\text{W}/\text{m}^2\text{ K}$)	0,591300	0,591421	0,591550	0,591687
7	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,320484	0,320550	0,320620	0,320694

Tabela 10.3. Koeficijenti prenosa toplote ($t_1 = 40\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 30\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 35\text{ }^\circ\text{C}$, $v = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,08	1,16	1,23	1,35
4	Rejnoldsov broj Re	26794	28868	30553	33527
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	139	147	154	165
6	Koeficijent prenosa toplote k ($\text{W}/\text{m}^2\text{ K}$)	0,591361	0,591565	0,591702	0,591921
7	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,320518	0,320628	0,320702	0,320821

Tabela 10.4. Koeficijenti prenosa toplote ($t_1 = 50\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 40\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 45\text{ }^\circ\text{C}$, $\nu = 12 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Brzina strujanja V (m/s)	1,08	1,16	1,23	1,35
4	Rejnoldsov broj Re	40451	43470	46036	50565
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	168	175	184	197
6	Koeficijent prenosa toplote k ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	0,591490	0,591670	0,591792	0,591211
7	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,320587	0,320685	0,320751	0,320436

Na Slici 10.1, data je zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) od debljine izolacije (s), za magistralni naftovod (5). Karakteristike magistralnog naftovoda (5) date su u Tabeli 5.3. Numeričke vrednosti koeficijenta prenosa – prolaza toplote kroz naftovod određene su pomoću poznate formule (4.11) prema [68], tako što je izvršena varijacija debljine izolacije (s) za vrednosti 25 – 100 mm i date su u Tabeli 10.5. Sa smanjenjem debljine izolacije cevovoda dolazi do porasta koeficijenta prenosa toplote i toplotnih gubitaka. Pri tome se razlika temperature nafte na početku i na kraju cevovoda povećava.

Vrednosti koeficijenta prelaza toplote (α_a), sa izolacije cevovoda (5) na okolnu sredinu određene su pomoću jednačine (4.24) za debljinu izolacije u (s), 25 do 100 mm i date su u Tabeli 10.5.

Tabela 10.5. Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije (s)

1	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,320	0,387	0,493	0,706
2	Koeficijent prenosa toplote k (W/m ² K)	0,591	0,769	1,031	1,560
3	Koeficijent prelaza toplote sa izolacije cevovoda na okolnu sredinu α_a (W/m ² K)	2,970	3,102	3,252	3,414
4	Debljina izolacije s (mm)	100	75	50	25

10.2. Rezultati istraživanja koeficijenta prenosa toplote i diskusija

U okviru istraživanja utvrđene su numeričke vrednosti i međusobne zavisnosti: koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije cevovoda (s) i njihova međusobna zavisnost je data u Tabeli 10.5.

Na osnovu statističke regresione analize datih podataka dobijena je sledeća empirijska formula:

$$\begin{aligned}
 k &= 2.2195 - 0.030264 s + 1.408 \cdot 10^{-4} s^2 \\
 R &= 0.990692 \\
 R^2 &= 0.996897
 \end{aligned}
 \tag{10.1}$$

Međusobna zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije cevovoda (s) je data u Tabeli 10.5.

Na osnovu statističke regresione analize datih podataka dobijena je sledeća empirijska formula:

$$\begin{aligned}
 kD_m &= 0.975 - 0.012356 s + 5.84 \cdot 10^{-5} s^2 \\
 R &= 0.991882 \\
 R^2 &= 0.997294
 \end{aligned}
 \tag{10.2}$$

Međusobna zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i protoka (q) je data u Tabeli 10.1 do 10.5.

Na osnovu statističke regresione analize datih podataka dobijene su sledeće empirijske formule:

$$\begin{aligned}
s &= 100 \text{ mm} \\
k &= 0.4703 + 0.77747 q \\
R &= 0.99367
\end{aligned}
\tag{10.3}$$

$$\begin{aligned}
s &= 75 \text{ mm} \\
k &= 0.6503 + 0.77747 q \\
R &= 0.99367
\end{aligned}
\tag{10.4}$$

$$\begin{aligned}
s &= 50 \text{ mm} \\
k &= 0.9103 + 0.77747 q \\
R &= 0.99367
\end{aligned}
\tag{10.5}$$

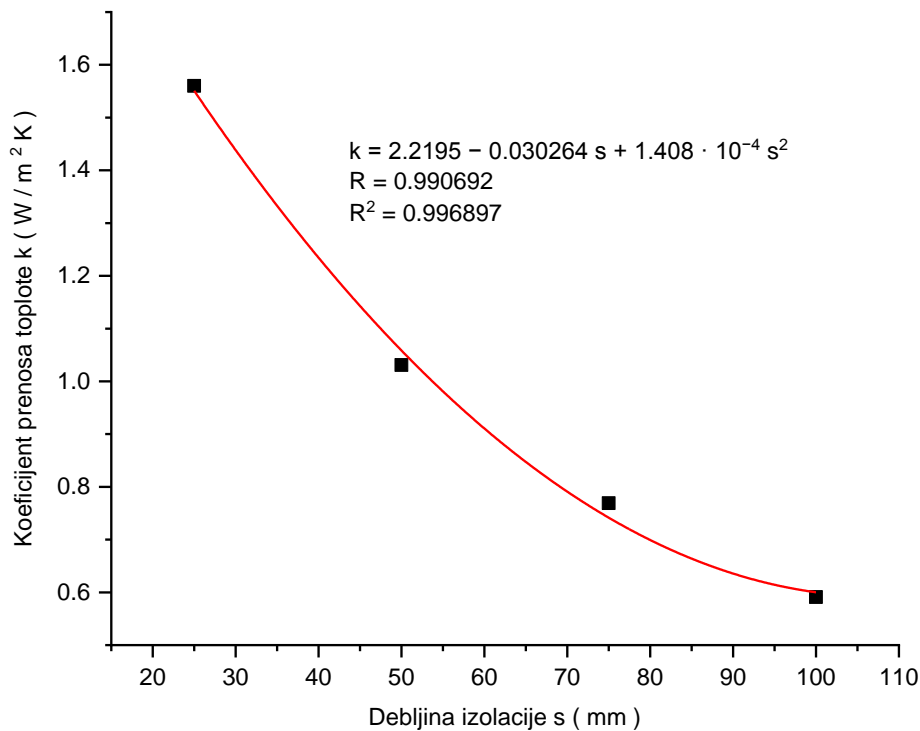
$$\begin{aligned}
s &= 25 \text{ mm} \\
k &= 1.4403 + 0.77747 q \\
R &= 0.99367
\end{aligned}
\tag{10.6}$$

Dati rezultati eksperimentalnih istraživanja odnose se na stacionarne hidrauličke i termičke uslove transporta. Kod protoka nafte pri startovanju kroz nezagrejani cevovod, dolazi do bržeg hlađenja nafte u odnosu na slučaj stacionarnog protoka u zagrejanom cevovodu.

Pri startovanju tj. u početku pumpanja, toplotni gubici su znatno veći od gubitaka pri stacionarnim uslovima transporta.

10.2.1. Analiza uticajnih parametara na koeficijent prenosa toplote kroz naftovod

Na Slici 10.1, data je zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije (s). Slika 10.2, prikazuje zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije (s). Kada postoji toplotna razmena između dva fluida koji su razdvojeni zidom, takav vid toplotne razmene naziva se prolaz toplote. Koeficijent prenosa tj. prolaza toplote zavisi od više uticajnih parametara kao što su: prečnik cevovoda, debljina zida cevi, debljina izolacije, konvektivna karakteristika i dr. [67].



Slika 10.1. Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije (s)

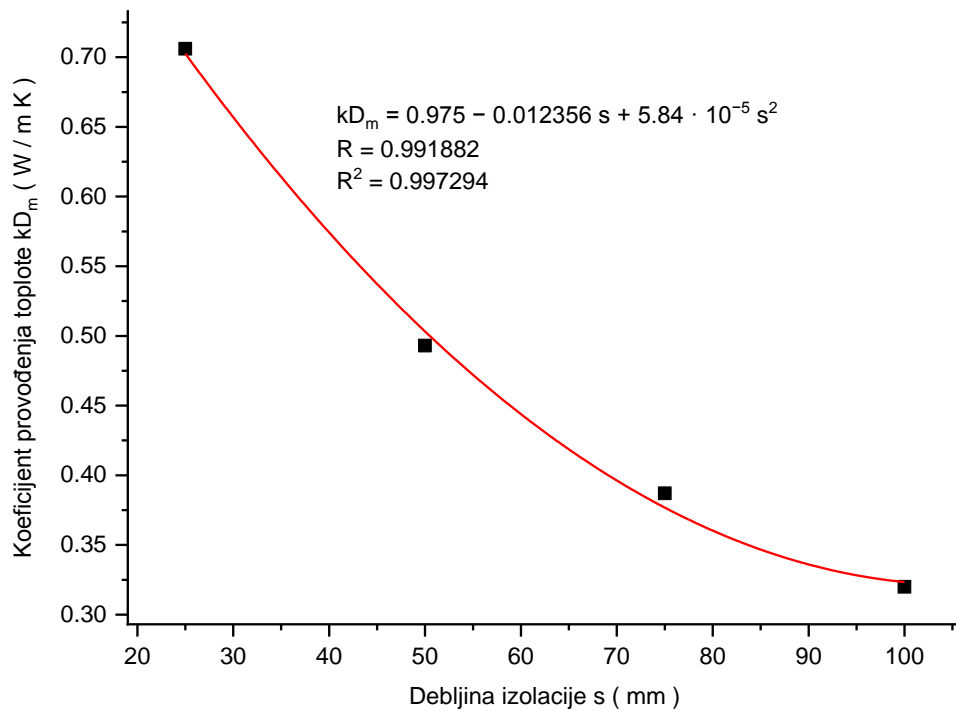
Viskozni fluidi kao što je sirova nafta, se prethodno zagrevaju pre uvođenja u cevovod. Zagrejana sirova nafta pri protoku kroz cevovod se hladi i svoju toplotu predaje okolnoj sredini. Temperatura do koje se ohladi sirova nafta, ima veliki praktičan značaj. Hlađenje zagrejane sirove nafte u opštem slučaju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

Koeficijent prenosa toplote kroz naftovod ima dominantan uticaj na brzinu hlađenja nafte u cevovodu. Najveći uticaj na vrednost koeficijenta prenosa toplote ima debljina izolacije cevovoda. Na osnovu rezultata istraživanja dobijene su vrednosti za koeficijent provođenja toplote (kD_m) i koeficijent prenosa toplote (k), za debljinu izolacije naftovoda 25 – 100 mm.

Za debljinu izolacije cevovoda $s = 100$ mm, koeficijent prenosa toplote iznosi $k = 0,591$ W/m²K, a koeficijent provođenja toplote iznosi $kD_m = 0,320$ W/mK. Smanjenjem debljine izolacije dolazi do povećanja koeficijenta prenosa toplote.

Kod neizolovanog cevovoda tj. $s = 0$ mm, koeficijent prenosa toplote iznosi $k = 2,2195$ W/m²K, jednačina (10.1), a koeficijent provođenja toplote iznosi $kD_m = 0,975$ W/mK, Jednačina (10.2). Porastom protoka dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i) i ukupnog koeficijenta prenosa toplote (k).

U polaznoj hipotezi pretpostavljena je veličina za koeficijent prenosa toplote (k) u opsegu $0,40 - 3,50 \text{ W/m}^2 \text{ K}$, tako da se dobijeni rezultati nalaze u pretpostavljenim granicama.

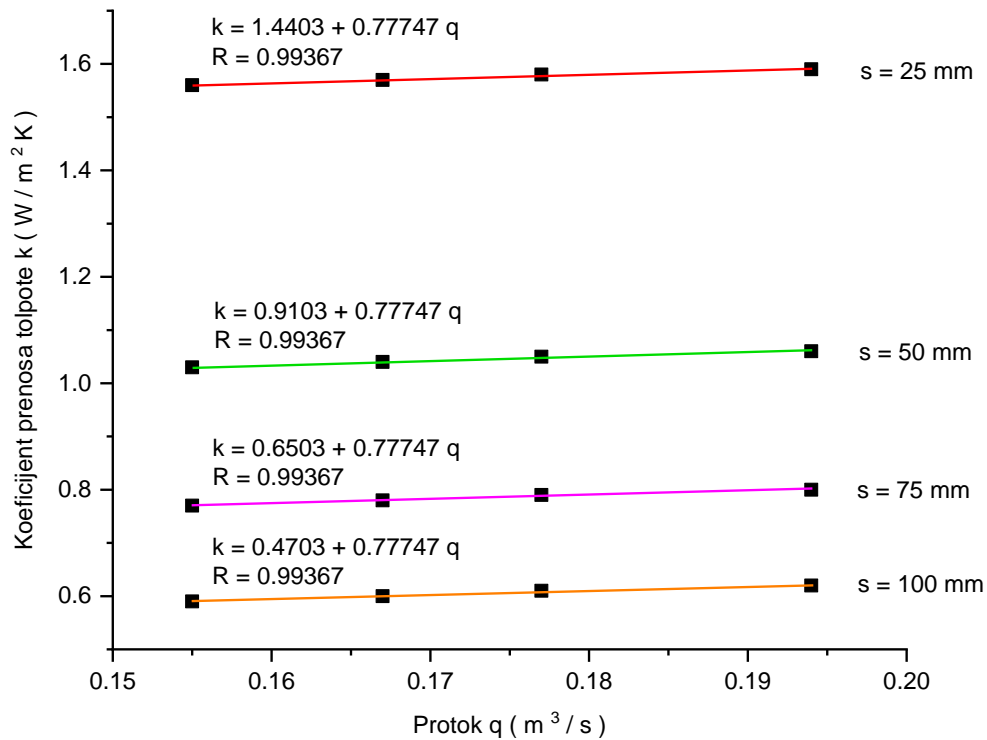


Slika 10.2. Zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije (s)

Prema [38], [53], koeficijent prenosa toplote izolovanog naftovoda se kreće o opsegu $0,58 - 1,38 \text{ W/m}^2\text{K}$. Za neizolovani nafovod zaštićen izolacionom trakom protiv korozije iznosi $1,75 - 2,5 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Prema literaturi [51], [68] koeficijent provođenja toplote izolovanog naftovoda prečnika 400 mm, iznosi $0,520 - 0,650 \text{ W/mK}$.

Na Slici 10.3, data je zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i protoka (q), za različite vrednosti debljine izolacije (s). Smanjenjem debljine izolacije cevovoda dolazi do porasta koeficijenta prenosa toplote i toplotnih gubitaka.



Slika 10.3. Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i protoka (q), za različite vrednosti debljine izolacije (s)

Analizom uticajnih parametara na koeficijent prenosa toplote (k), kada je debljina izolacije $s = 100\text{mm}$ i za protok $700\text{ m}^3/\text{h}$ ($0,194\text{ m}^3/\text{s}$), dobijeni su sledeći podaci za uticajne činioce, koji karakterišu otpor provođenju toplote:

$$\frac{1}{\alpha_i D_{ci}} = 0,014 \frac{\text{mK}}{\text{W}},$$

$$\frac{1}{2\lambda_c} \cdot \ln \frac{D_{ca}}{D_{ci}} = 0,0007 \frac{\text{mK}}{\text{W}},$$

$$\frac{1}{2\lambda_{iz}} \cdot \ln \frac{D_{iza}}{D_{izi}} = 2,59 \frac{\text{mK}}{\text{W}},$$

$$\frac{1}{\alpha_a D_{iza}} = 0,512 \frac{\text{mK}}{\text{W}}.$$

Na osnovu toga, najuticajniji parametar na koeficijent prenosa toplote (k) i koeficijent provođenja toplote (kD_m), je debljina izolacije naftovoda (s), tj. za debljinu izolacije $s = 100\text{ mm}$, otpor provođenju toplote iznosi $2,59\text{ mK/W}$. Sledeći uticajni parametar je otpor provođenju toplote sa izolacije na okolnu sredinu i iznosi $0,512\text{ mK/W}$, sledeći uticajni parametar je otpor provođenju toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod koji iznosi $0,014\text{ mK/W}$. Parametar koji ima najmanje uticaja na veličinu koeficijenta prenosa toplote (k), je otpor provođenju toplote kroz zid cevovoda i iznosi $0,0007\text{ mK/W}$.

11. PRELAZ TOPLOTE SA TRANSPORTOVANE SIROVE NAFTE NA CEVOVOD (prečnika $D_{ci} = 428,4$ mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE

11.1. Određivanje koeficijenta prelaza toplote

Reprezent konvektivnog prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod je α_i ($\text{W/m}^2\text{K}$), određen je jednačinom (4.14). Nuseltov kriterijum definiše prelaz toplote sa fluida na zid cevi. Tako je koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i) ključni parametar u Nuseltovom kriterijumu:

$$\alpha_i = \frac{\lambda_n \cdot Nu}{D_{ci}}$$

Nuseltov broj (Nu), je određen pomoću jednačine (4.15 i 4.17), na osnovu rezultata istraživanja i vrednosti su date u Tabelama 11.1 do 11.4.

Tabela 11.1. Zavisnost Nuseltovog broja, Reynoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t_1 = 20^\circ\text{C}$, $t_2 = 10^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 15^\circ\text{C}$, $\nu = 29 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Nuseltov broj Nu	349	368	385	414
4	Reynoldsov broj Re	11762	12635	13429	14750
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W/m}^2\text{K}$)	97	103	108	115

Tabela 11.2. Zavisnost Nuseltovog broja, Reynoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t_1 = 30^\circ\text{C}$, $t_2 = 20^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 25^\circ\text{C}$, $\nu = 19 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Nuseltov broj Nu	414	438	458	492
4	Reynoldsov broj Re	17783	19110	20239	22230
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W/m}^2\text{K}$)	116	123	129	138

Tabela 11.3. Zavisnost Nuseltovog broja, Reynoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t_1 = 40\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 30\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 35\text{ }^\circ\text{C}$, $v = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Nuseltov broj Nu	496	525	549	589
4	Rejnoldsov broj Re	26794	28868	30553	33527
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	139	147	154	165

Tabela 11.4. Zavisnost Nuseltovog broja, Reynoldsovog broja i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod ($t_1 = 50\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 40\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 45\text{ }^\circ\text{C}$, $v = 12 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Nuseltov broj Nu	595	630	659	705
4	Rejnoldsov broj Re	40451	43470	46036	50565
5	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod α_i ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)	168	175	184	197

11.2. Rezultati istraživanja koeficijenta prelaza toplote i diskusija

Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja date u Tabeli 11.1 do 11.4, dobijaju se sledeće empirijske formule:

Empirijska jednačina zavisnosti koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod i Reynoldsovog broja (α_i , Re), izražena polinomom drugog reda:

$$\begin{aligned} \alpha_i &= 63.13168 + 0.0035 Re - 1.88721 \cdot 10^{-8} Re^2 \\ R &= 0.97987 \\ R^2 &= 0.98256 \end{aligned} \quad (11.1)$$

Zavisnosti koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod i Reynoldsovog broja (α_i , Re), izražena polinomom prvog reda:

$$\begin{aligned} \alpha_i &= 77.12882 + 0.00237 Re \\ R &= 0.98787 \end{aligned} \quad (11.2)$$

Na osnovu poznate relacije

$$Nu = \frac{\alpha_i D_{ci}}{\lambda_n} \quad (11.3)$$

dobija se empirijska jednačina Nuseltovog tipa, izražena polinomom prvog i drugog reda:

$$Nu = (77.12882 + 0.00237 Re) D_{ci} / \lambda_n \quad (11.4)$$

$$Nu = (63.13168 + 0.0035 Re - 1.88721 \cdot 10^{-8} Re^2) D_{ci} / \lambda_n$$

Empirijska jednačina zavisnosti koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod i protoka (α_i , q), prema Tabeli 11.3 :

$$\alpha_i = 35.48485 + 668.19712 q \quad (11.5)$$

$$R = 0.99989$$

Empirijska jednačina Nuseltovog tipa:

$$Nu = (35.48485 + 668.19712 q) D_{ci} / \lambda_n \quad (11.6)$$

Empirijska jednačina zavisnosti Nuseltovog i Rejnoldsovog broja (Nu , Re), izražena polinomom drugog i prvog reda, prema Tabeli 11.1 do 11.4 :

$$\begin{aligned} Nu &= 231.13434 + 0.01204 Re - 5.92726 \cdot 10^{-8} Re^2 \\ R &= 0.97947 \\ R^2 &= 0.98221 \end{aligned} \quad (11.7)$$

Jednačina zavisnosti Nuseltovog i Rejnoldsovog broja (Nu , Re), izražena polinomom prvog reda:

$$Nu = 275.09575 + 0.00848 Re \quad (11.8)$$

$$R = 0.98846$$

Ovo su jednačine Nuseltovog tipa i one korelišu rezultate istraživanja.

Na osnovu poznate relacije

$$\alpha_i = \frac{\lambda_n Nu}{D_{ci}} \quad (11.9)$$

dobija se eksperimentalna jednačina prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda:

$$\alpha_i = (275.09575 + 0.00848 Re) \cdot \lambda_n / D_{ci} \quad (11.10)$$

U Tabeli 11.5, date su vrenosti koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) za različite vrednosti Rejnoldsovog broja (Re), prema eksperimentalnoj jednačini (11.10), za date parametre:

$$\lambda_n = 0,12 \text{ W/mK}$$

$$D_{ci} = 0,428 \text{ m}$$

$$Re = 12000 - 50000$$

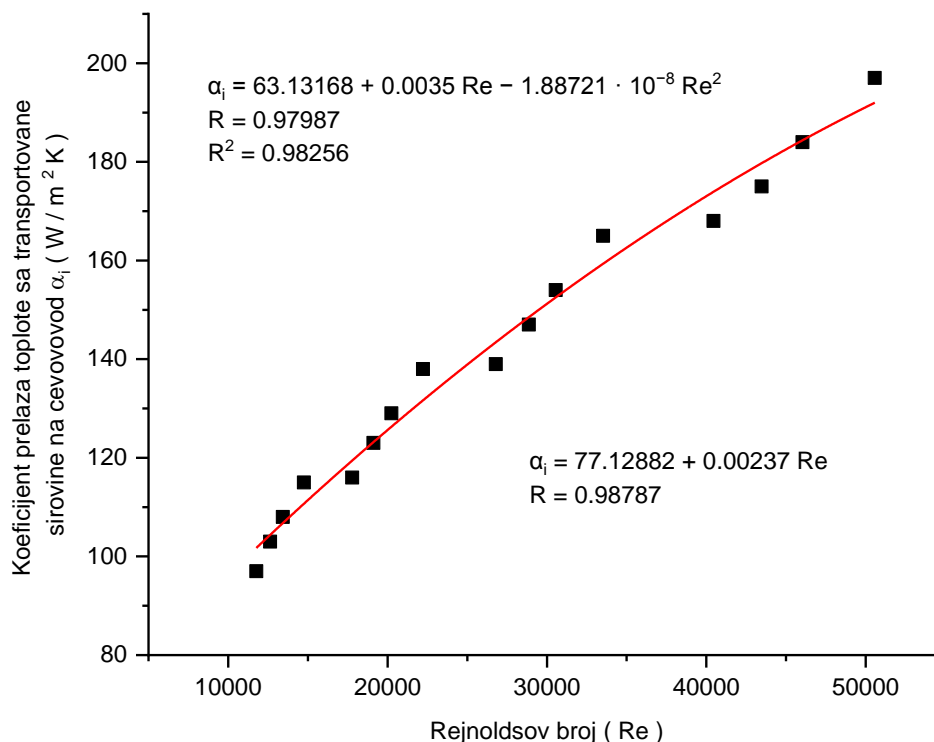
Tabela 11.5. Vrenosti koeficijenta prelaza toplote (α_i) sa transportovane sirove nafte na cevovod za različite vrednosti Rejnoldsovog broja (Re)

Rejnoldsov broj $Re (-)$	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i \text{ (W/m}^2\text{/K)}$	Rejnoldsov broj $Re (-)$	Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod $\alpha_i \text{ (W/m}^2\text{/K)}$
12000	105,66	31000	150,83
12500	106,84	31500	152,02
13000	108,04	32000	153,21
13500	109,22	32500	154,40
14000	110,41	33000	155,58
14500	111,60	33500	156,77
15000	112,79	34000	157,96
15500	113,98	34.00	159,15
16000	115,17	35000	160,34
16500	116,35	35500	161,53
17000	117,54	36000	162,72
17500	118,73	36500	163,91
18000	119,92	37000	165,09
18500	121,11	37500	166,28
19000	122,30	38000	167,47
19500	123,49	38500	168,66
20000	124,68	39000	169,85
20500	125,86	39500	171,04
21000	127,05	40000	172,23
21500	128,24	40500	173,42
22000	129,43	41000	174,61
22500	130,62	41500	175,79
23000	131,81	42000	176,98
23500	133,01	42500	178,17
24000	134,19	43000	179,36
24500	135,38	43500	180,55

25000	136,56	44000	181,74
25500	137,75	44500	182,93
26000	138,94	45000	184,12
26500	140,13	45500	185,30
27000	141,32	46000	186,49
27500	142,51	46500	187,68
28000	143,70	47000	188,87
28500	144,89	47500	190,06
29000	146,07	48000	191,25
29500	147,26	48500	192,44
30000	148,45	49000	193,63
30500	149,64	49500	194,81
		50000	196,01

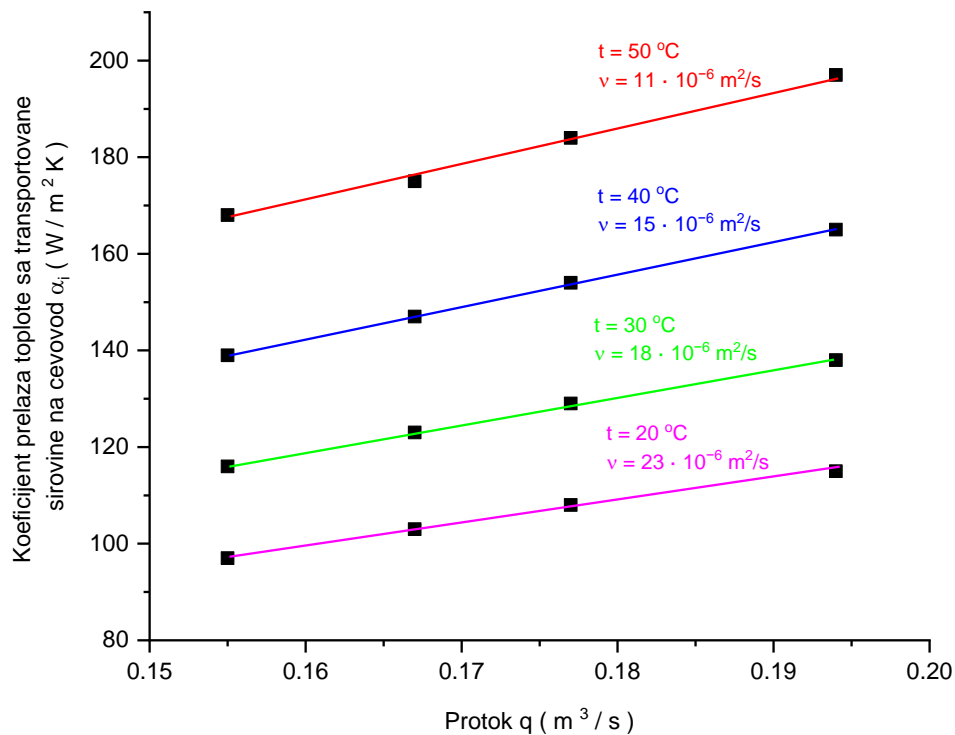
11.2.1. Analiza uticajnih parametara na koeficijent prelaza toplote

Na Slici 11.1, data je zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i) i Rejnoldsovog broja (Re). Slika 11.2, prikazuje zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i) i protoka (q), a na Slici 11.3, data je zavisnost Nuseltovog (Nu) i Rejnoldsovog broja (Re). Rejnoldsov broj (Re) se kreće u opsegu 11762 – 50565. Obzirom da je $Re > 2320$, strujanje je turbulentno.



Slika 11.1. Zavisnost koeficijenta prelaza toplote (α_i) sa transportovane sirove nafte na cevovod i Rejnoldsovog broja (Re)

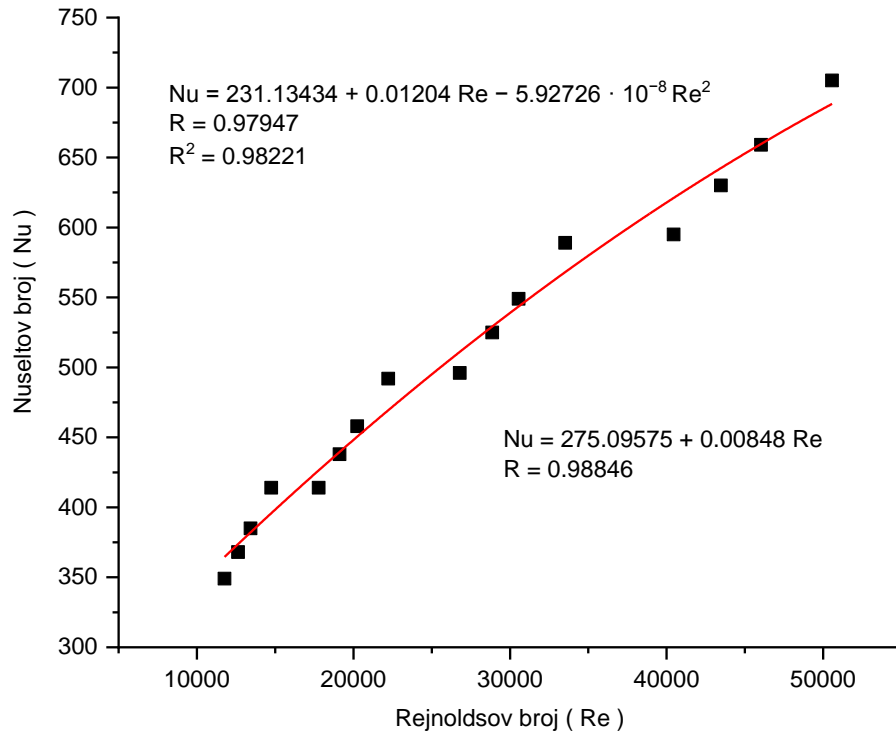
Povećanjem protoka i Rejnoldsovog broja, dolazi do povećanja koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), kao i do povećanja koeficijenta prenosa toplote, a time i do bržeg hlađenja nafte u cevovodu. Prema tome pri turbulentnom režimu strujanja dobijaju se i veće vrednosti za koeficijente prenosa toplote.



Slika 11.2. Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), od protoka (q)

Rejnoldsov broj zavisi od brzine strujanja fluida, prečnika cevovoda i viskoznosti fluida. Najveći uticaj na vrednost Nuseltovog broja ima veličina Rejnoldsovog broja, prema jednačini (4.15). Nuseltov broj karakteriše prenos toplote na granici fluid – zid.

Rezultati istraživanja dati su jednačinama 11.1 do 11.10, a numeričke vrednosti relevantnih parametara su date u Tabeli 11.1 do 11.5. Tako npr. za opseg protoka $560 - 700 m^3/h$, Nuseltov broj (Nu) se kreće u opsegu $349 - 705$, a Rejnoldsov broj (Re) u opsegu $11762 - 50565$.



Slika 11.3. Zavisnost Nuseltovog (Nu) i Rejnoldsovog broja (Re)

Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod zavisi od režima strujanja, prečnika cevi i dr., kreće se u intervalu $\alpha_i = (97 - 197) \text{ W/m}^2\text{K}$, Tabele 11.1 do 11.5, za turbulentni režim strujanja. Pri turbulentnom režimu strujanja dobijaju se i veće vrednosti za koeficijent prelaza toplote (α_i).

Kod protoka nafte kroz nezagrejani naftovod, tj. u uslovima započinjanja protoka dolazi do zagrevanja okolnog tla od naftovoda. Pri tome je gubitak toplote znatno veći u odnosu na stanje pri stacionarnom protoku. Za ukopane naftovode u zemlju, može se odrediti vreme za uspostavljanje stacionarnog toka toplote u širem opsegu, putem upoređivanja Nuseltovih brojeva za stacionarno strujanje i tranzitno stanje [53].

12. PAD TEMPERATURE DUŽ MAGISTRALNOG NAFTOVODA (prečnika $D_{ca}=457$ mm, dužine $l=91000$ m)

12.1. Određivanje pada temperature duž magistralnog naftovoda

U okviru ovog dela disertacije, razmatran je slučaj kada se parafinska sirova nafta, Tabela 1.1 i 5.1, zagreva na polaznu temperaturu $t_1 = 40$ °C, pre uvođenja u magistralni naftovod (5). Podaci o magistralnom naftovodu (5) dati su u Tabeli 5.3. Naftovod je izolovan poliuretanskom penom, a debljina izolacije je 100 mm.

Prema šemi eksperimentalnog postrojenja Slika 5.1, prethodno zagrevanje sirove nafte vrši se u rezervoaru (1). Zagrevanje se vrši pregrejanom vodenom parom pritiska $p = 4$ bar, i temperature $t = 160$ °C, pomoću razmenjivača toplote – grejača (9). Naftovod je ukopan u zemlju na dubinu $h = 1$ m. Prilikom transporta zagrejane sirove nafte, dolazi do razmene toplote sa okolnim tlom. Tako dolazi do pada temperature nafte u smeru njenog strujanja. U poglavlju 4, data je analiza uticajnih parametara na pad temperature duž naftovoda. To su sledeći najuticajniji parametri: maseni protok m (kg/s), toplotni kapacitet transportovane sirove nafte c_n (J/kgK), koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK), dužina cevovoda l (m).

Pad temperature duž naftovoda određen je na osnovu poznate relacije koja prikazuje eksponencijalnu zavisnost između polazne i krajnje temperature sirove nafte, prema [68].

Na osnovu sledećih relacija određeni su rezultati za pad temperature duž naftovoda i dati su u Tabeli 12.1.

$$al = \frac{kD_m \pi l}{mc_n} \quad (12.1)$$

$$t_2 = t_1 e^{-al} \quad (12.2)$$

Rezultati su dati za parafinsku sirovu naftu sa tačkom tečenja maks. 26 °C. Pri tome se nafta zagreva na polaznu temperaturu $t_1 = 40$ °C.

Tabela 12.1. Pad temperature duž naftovoda ($D_{ca} = 457 \text{ mm}$, $l = 91000 \text{ m}$)

1	Protok – kapacitet transporta G (t/h)	486	525	558	612
2	Maseni protok m (kg/s)	135	146	155	170
3	Koeficijent provođenja toplote kD_m (W/mK)	0,32	0,32	0,32	0,32
4	Temperatura t_2 (°C) na rastojanju $l = 0$ (m)	40	40	40	40
5	Temperatura t_2 (°C) na rastojanju $l = 22750$ (m)	36,56	36,81	36,98	37,24
6	Temperatura t_2 (°C) na rastojanju $l = 45500$ (m)	33,44	33,87	34,22	34,70
7	Temperatura t_2 (°C) na rastojanju $l = 68250$ (m)	30,56	31,21	31,65	32,33
8	Temperatura t_2 (°C) na rastojanju $l = 91000$ (m)	27,95	28,72	29,27	30,07

Nakon uvođenja u cevovod (5) u toku transporta nafta se hladi i svoju toplotu predaje okolinoj sredini. Toplotni gubici na celokupnoj dužini naftovoda za različite vremenske intervale tokom transporta nafte su dati u Tabeli (12.2 do 12.5) za različite kapacitete transporta: (486, 525, 558, 612) t/h.

Tabela 12.2. Toplotni gubici pri neizotermnom strujanju sirove nafte kroz ukopani naftovod, pri kapacitetu transporta $G = 486 \text{ t/h}$.

	Toplotni gubici Q_g (MJ/h)	Spec. tolotni gubici q_m (kJ/mh)	Toplotna snaga gubitaka q_w (W/m)	Dužina deonice naftovoda l (m)	Vremenski interval tokom transporta nafte τ (h)
1	675	139	38,61	4860	1,00
2	3151	138	38,33	22750	5,85
3	6009	132	36,70	45500	11,70
4	8648	127	35,27	68250	17,55
5	11039	121	33,61	91000	23,40

Tabela 12.3. Toplotni gubici pri neizotermnom strujanju sirove nafte kroz ukopani naftovod, pri kapacitetu transporta $G = 525$ t/h.

	Toplotni gubici Q_g (MJ/h)	Spec. tolotni gubici q_m (kJ/mh)	Toplotna snaga gubitaka q_w (W/m)	Dužina deonice naftovoda l (m)	Vremenski interval tokom transporta nafte τ (h)
1	680	140	38,88	4860	1,00
2	3156	139	38,61	22750	5,44
3	6067	133	36,94	45500	10,90
4	8698	127	35,27	68250	16,40
5	11162	123	34,16	91000	21,80

Tabela 12.4. Toplotni gubici pri neizotermnom strujanju sirove nafte kroz ukopani naftovod, pri kapacitetu transporta $G = 558$ t/h.

	Toplotni gubici Q_g (MJ/h)	Spec. tolotni gubici q_m (kJ/mh)	Toplotna snaga gubitaka q_w (W/m)	Dužina deonice naftovoda l (m)	Vremenski interval tokom transporta nafte τ (h)
1	714	147	40,83	4860	1,00
2	3176	140	38,88	22750	5,14
3	6079	134	37,22	45500	10,27
4	8782	129	35,83	68250	15,47
5	11286	124	34,44	91000	20,55

Tabela 12.5. Toplotni gubici pri neizotermnom strujanju sirove nafte kroz ukopani naftovod, pri kapacitetu transporta $G = 612$ t/h.

	Toplotni gubici Q_g (MJ/h) (MW)	Spec. tolotni gubici q_m (kJ/mh)	Toplotna snaga gubitaka q_w (W/m)	Dužina deonice naftovoda l (m)	Vremenski interval tokom transporta nafte τ (h)
1	150 0,04	150	41,70	1000	0,20
2	719 0,19	148	41,11	4860	1,00
3	3183 0,88	140	39,00	22750	4,68
4	6114 1,70	134	37,22	45500	9,36
5	8848 2,45	129	35,83	68250	14,40
6	11455 3,18	126	35,00	91000	18,00

12.2. Rezultati istraživanja pada temperature i diskusija

Pri kapacitetu transporta $G = 612$ t/h, temperatura nafte na kraju magistralnog naftovoda (5), je $t_2 = 30,07$ °C, Tabela 12.1. Tačka tečenja parafinske sirove nafte je $t = 26$ °C, pa je razlika temperature $+4,07$ °C, što znači da neće doći do pojave čvrstih čestica parafina tj. do stinjavanja sirove nafte pri maksimalnom kapacitetu transporta. Rezultati su dati za parafinsku sirovu naftu, tačke tečenja maks. 26 °C. Pri tome se nafta zagreva na polaznu temperaturu $t_1 = 40$ °C, pa je to ujedno i optimalna temperatura.

Pri kapacitetu transporta $G = 486$ t/h, temperatura nafte na kraju magistralnog naftovoda (5), je $t_2 = 27,95$ °C, Tabela 12.1. Tačka tečenja parafinske sirove nafte je $t = 26$ °C, pa je razlika u temperaturi $+1,95$ °C, što znači da neće doći do stinjavanja sirove nafte ni pri minimalnom kapacitetu transporta. Zagrevanjem sirove nafte pre uvođenja u cevovod, ostvaruje se povećanje nivoa pouzdanosti transporta.

Srednja vrednost toplotnih gubitaka iznosi $q_m = 138$ kJ/mh (38 W/m), Tabela 12.2 do 12.5, pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu transporta. Pri transportu nafta se hladi i svoju toplotu predaje okolnoj sredini. Ovde se radi o protoku toplote između sistema (cevovoda) i okoline (okolnog tla). Toplota sa cevovoda više temperature, se prenosi na okolno tlo niže temperature. U početku pumpanja, toplotni gubici su veći obzirom da je okolna sredina nezagrejana. Kako vreme pumpanja tj. transporta raste,

toplotni gubici se smanjuju, zbog zagrevanja tla oko cevovoda i smanjenja razike temperature između cevovoda i okoline.

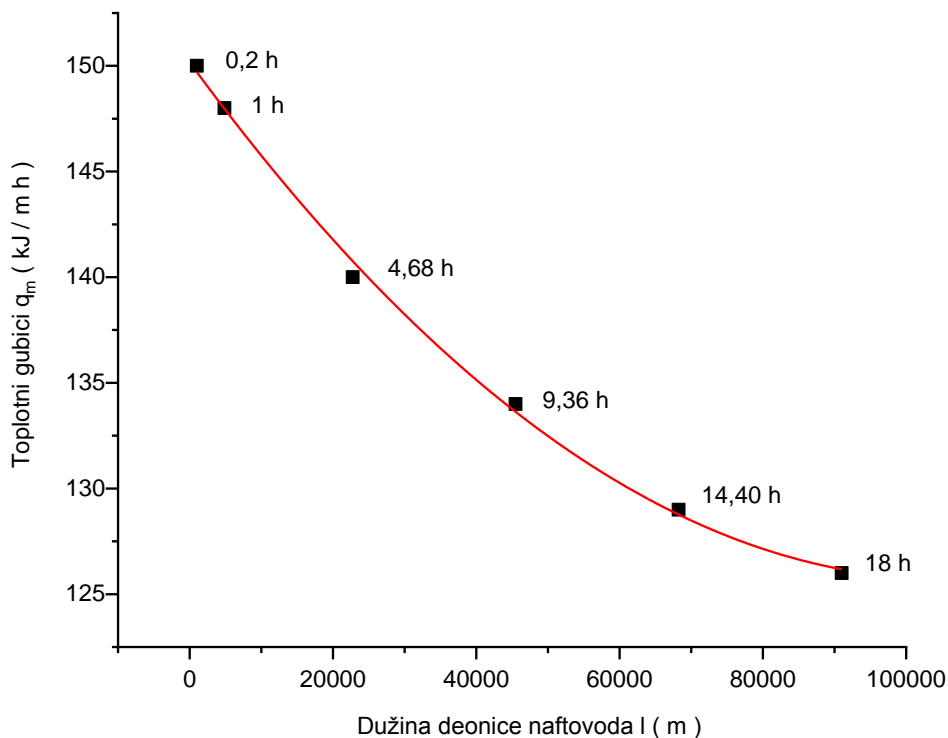
Toplotni gubici su relativno mali, zbog zagrevanja tla oko naftovoda. Kako vreme trajanja pumpanja raste, toplotni gubici se smanjuju. Tako npr. nakon 4,68 h od početka pumpanja – transporta, toplotni gubici iznose 140 kJ/mh, (39 W/m), a nakon 18 h, od početka transporta, toplotni gubici iznose 126 kJ/mh, (35 W/m), Slika 12.1. Na osnovu istraživanja dobijen je model koji omogućava izračunavanje gubitaka toplote na celoj dužini cevovoda, za različite vremenske intervale tokom transporta nafte. Ovo je u skladu sa istraživanjem prema [51], gde su toplotni gubici kroz naftovod 30 – 40 W/m.

Na osnovu rezultata datih u Tabeli 12.2 do 12.5, dobijena je empirijska jenačina toplotnih gubitaka. Model omogućava izračunavanje gubitaka toplote na celoj dužini magistralnog naftovoda (5).

Zavisnost toplotnih gubitaka od dužine naftovoda data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$\begin{aligned}
 q_m &= 150.166311 - 4.63442 \cdot 10^{-4} l + 2.195992 \cdot 10^{-9} l^2 \\
 R &= 0.99696 \\
 R^2 &= 0.998176 \\
 SD &= 0.417506
 \end{aligned}
 \tag{12.3}$$

Tiplotni gubici na celokupnoj dužini naftovoda dati su na Slici 12.1.



Slika 12.1. Toplotni gubici kroz naftovod

Toplotni gubici zavise od veličine koeficijenta prenosa toplote, prečnika i dužine cevovoda i temperature nafte na početku i na kraju cevovoda. Vrednosti toplotnih gubitaka kroz naftovod su izračunavane na osnovu poznate formule (4.43), prema [73], koja uzima u obzir maseni protok sirove nafte, specifični toplotni kapacitet nafte i razliku temperature sirove nafte na početku i na kraju naftovoda. Na optimalnu temperaturu zagrevanja sirove nafte, pre uvođenja u cevovod, utiče sadržaj parafina, temperatura tečenja i konkretni uslovi rada naftovoda [10, 60].

U okviru ovog dela istraživanja utvrđene su vrednosti pada temperature duž magistralnog naftovoda (5), na dužini $l = 91000$ m, za različite vrednosti protoka, date u Tabeli 12.1.

Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja iz Tabele 12.1, dobijaju se temperature (t_2) na kraju cevovoda u korelaciji sa dužinom cevovoda (l), za odgovarajuće masene protoke sirove nafte u sledećem obliku:

$$\begin{aligned} m &= 135 \text{ kg/s (486 t/h)} \\ t_2 &= 39.722 - 0.00013 \cdot l \\ R &= -0.99858 \end{aligned} \quad (12.5)$$

$$\begin{aligned} m &= 146 \text{ kg/s (525 t/h)} \\ t_2 &= 39.754 - 0.00012 \cdot l \\ R &= -0.99873 \end{aligned} \quad (12.6)$$

$$\begin{aligned} m &= 155 \text{ kg/s (558 t/h)} \\ t_2 &= 39.782 - 0.00012 \cdot l \\ R &= -0.99892 \end{aligned} \quad (12.7)$$

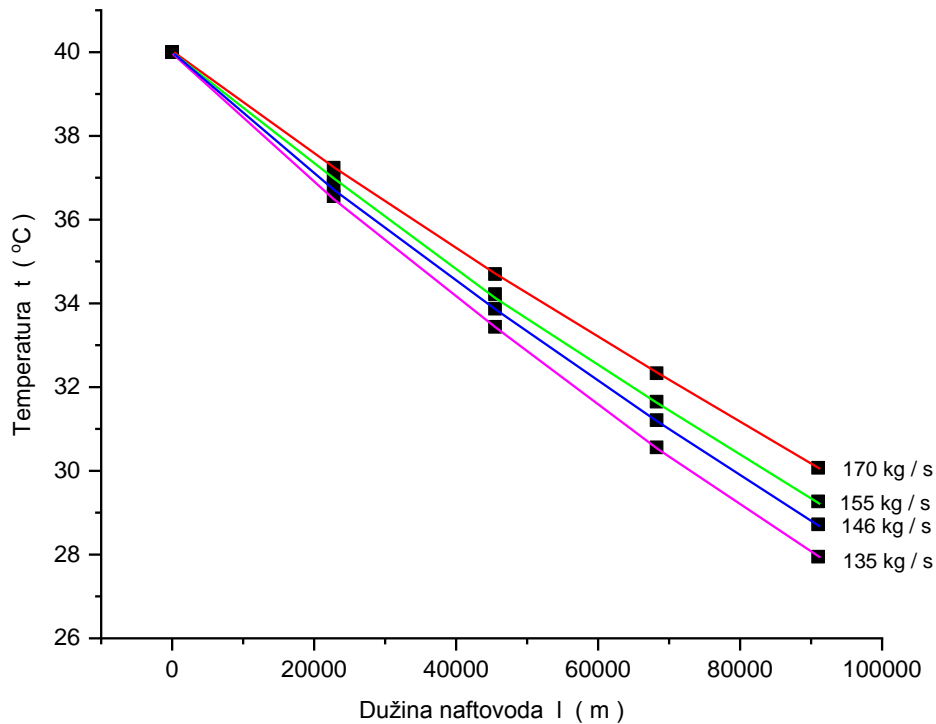
$$\begin{aligned} m &= 170 \text{ kg/s (612 t/h)} \\ t_2 &= 39.822 - 0.00011 \cdot l \\ R &= -0.99919 \end{aligned} \quad (12.8)$$

12.2.1. Analiza uticajnih parametara na pad temperature duž magistralnog naftovoda

Na Slici 12.2, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost promene temperature duž magistralnog naftovoda (5), za različite masene protoke. Za veći protok nafte, dobija se manji pad temperature duž naftovoda, a za manje vrednosti protoka nafte dobijaju se veći padovi temperature duž naftovoda.

Prethodno zagrejana sirova nafta na polaznu temperaturu $t_1 = 40$ °C, pri protoku kroz cevovod se hladi i svoju toplotu predaje okolnoj sredini. Hlađenje zagrejane sirove nafte se izvodi do temperature iznad tačke tečenja, tj. do maks. +26 °C. Temperatura do koje

se ohladi sirova nafta, ima veliki praktičan značaj, obzirom da pri nižoj temperaturi tečljivost nafte opada i dolazi do pojave parafina u cevovodu.



Slika 12.2. Pad temperature duž naftovoda za različite protoke kada je polazna temperatura nafte $t = 40^{\circ}\text{C}$.

Na osnovu rezultata istraživanja Tabela 12.1 i Slika 12.2, dati su padovi temperature duž trase magistralnog naftovoda (5), prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m. Tako npr. za kapacitet transporta 486 t/h (135 kg/s), početne temperature $t_1 = 40^{\circ}\text{C}$, dobijena je temperatura sirove nafte na kraju naftovoda (5), $t_2 = 27,95^{\circ}\text{C}$, a za kapacitet transporta 612 t/h (170 kg/s), početne temperature $t_1 = 40^{\circ}\text{C}$, dobijena je temperatura sirove nafte na kraju cevovoda $t_2 = 30,07^{\circ}\text{C}$.

U zavisnosti od kapaciteta transporta, temperatura nafte (t_2) na kraju cevovoda se kretala u intervalu 27,95 do 30,07 $^{\circ}\text{C}$. Tačka tečenja sirove nafte je maks. $t = 26^{\circ}\text{C}$. Na osnovu toga temperatura sirove nafte na kraju cevovoda je veća od tačke tečenja za 1,95 do 4,07 $^{\circ}\text{C}$, što omogućava bezbedan proces transporta sirove nafte, tj. neće doći do stinjavanja sirove nafte u cevovodu, obzirom da su parafini u tečnom stanju na temperaturama većim od 26 $^{\circ}\text{C}$.

Sa uvoznom naftom nije toliko problem, obzirom da je tačka tečenja +8 $^{\circ}\text{C}$. U svakom slučaju neophodno je da poslednji planirani transport u nizu bude sa uvoznom naftom, koja bi istisnula domaću naftu iz cevovoda, koja je eventualno prethodila kao poslednja šarža.

Pri maksimalnoj visini punjenja u rezervoaru (1), se nalazi 12560 m³ nafte, što odgovara masi od 10990 t. Za kapacitet 135 kg/s (486 t/h), vreme transporta iznosi $\tau = 23$ h, a kod kapaciteta 170 kg/s (612 t/h), vreme transporta i hlađenja sirove nafte iznosi $\tau = 18$ h.

Na osnovu toga brzina hlađenja pri transportu nafte kroz naftovod (5), pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu transporta iznosi 0,52 – 0,55 °C/h. Pri transportu domaće parafinske 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 u cevovodu.

U Tabeli 6.10 dati su rezultati istraživanja vezano za potrošnju toplote za zagrevanje nafte u rezervoaru (1). Pri dogrevanju sirove nafte na temperaturu $t_1 = 20$ °C, vreme zagrevanja iznosi $\tau = 3$ h, i ukupna potrošnja vodene pare je $G_{\text{puk}} = 35295$ kg. Pri zagrevanju nafte na $t_1 = 30$ °C, vreme zagrevanja iznosi $\tau = 6$ h, i ukupna potrošnja vodene pare je $G_{\text{puk}} = 71070$ kg, a pri zagrevanju nafte na $t_1 = 40$ °C, vreme zagrevanja iznosi $\tau = 12,5$ h, i i ukupna potrošnja vodene pare je $G_{\text{puk}} = 150762$ kg. Pri zagrevanju nafte na $t_1 = 50$ °C, vreme zagrevanja iznosi $\tau = 20$ h, i ukupna potrošnja vodene pare je $G_{\text{puk}} = 239280$ kg.

Toplotna snaga grejača (9) za grejanje nafte u rezervoaru (1), Slika 5.1, iznosi $Q_{\text{gr}} = 9,30$ MW, Tabela 6.10, pri zagrevanju nafte na temperaturu $t_1 = 40$ °C. Dok su toplotni gubici kroz magistralni naftovod $Q_{\text{g}} = 3,18$ MW, Tabela 12.5. Na osnovu toga energetska efikasnost procesa transporta je $(9,30 - 3,18) / 9,30 = 0,658$.

Na osnovu toga minimalni troškovi grejanja sirove nafte će biti ako se nafta zagreva na nižu polaznu temperaturu. Pri tome temperatura sirove nafte na kraju cevovoda nesme biti niža od tačke tečenja [17], [53]. Optimalna temperatura zagrevanja sirove nafte pre uvođenja u cevovod, zavisi od fizičkih karakteristika nafte i tačke tečenja Tabela 1.1 i 5.1. Pri transportu domaće parafinske nafte sa 15,3 % parafina, temperatura zagrevanja iznosi $t_1 = 40$ °C, a kako je brzina hlađenja prilikom transporta 0,50 °C/h, to se dobija temperatura nafte na kraju cevovoda $t_2 = 30$ °C. Pri tome neće doći do pojave parafina u cevovodu, obzirom da je tačka tečenja +26 °C. Na osnovu toga je temperatura zagrevanja sirove nafte $t_1 = 40$ °C, optimalna temperatura.

Obzirom da je pad temperature duž magistralnog naftovoda (5), $\Delta t = 10$ °C, potrebno je zagrevati sirovu naftu na optimalnu polaznu temperaturu. Tako npr. nafte sa tačkom tečenja +8 °C i 3% parafina se zagrevaju na polaznu temperaturu $t_1 = 20$ °C, a sirove nafte sa tačkom tečenja +18 °C i 10,5 % parafina se zagrevaju na početnu temperaturu 30 °C, Tabela 1.1 i 5.1.

Određivanje vremena hlađenja, tj. kada će temperatura zagrejjane nafte u podzemnom naftovodu, pasti na temperaturu stinjanja nije jednostavan proces i zavisi od mnogih

uticajnih parametara [38], [53], [63]. Neki od tih parametara su: masa zemlje koja okružuje cevovod, temperaturna zona u koji je cevovod položen, dubina ukpovanja 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, specifična toplota zemlje, itd.

U literaturi [53], [73] razmatrana je problematika pada temperature nafte u izolovanom naftovodu u uslovima prekida protoka i zaustavljanja protoka. Najintenzivnije hlađenje je u prvih 50 časova, tada se nafta u cevovodu ohladi za $\Delta t = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, to jest brzina hlađenja je $0,50 \text{ }^\circ\text{C/h}$.

Na osnovu toga, vreme hlađenja nafte u naftovodu, do temperature stinjanja ima veliko značenje. Znajući brzinu hlađenja sirove nafte u naftovodu, može se unapred odrediti koliki prekid pumpanja može biti, a da za to vreme ne nastupi stinjanje nafte.

Domaće sirove nafte sa visokim sadržajem parafina 7,5 – 26 % imaju visoku tačku tečenja, koja se kreće u opsegu 18 – 36 $^\circ\text{C}$, Tabela 1.1, pa se na osnovu toga određuje početna temperatura zagrevanja sirove nafte kao optimalna temperatura.

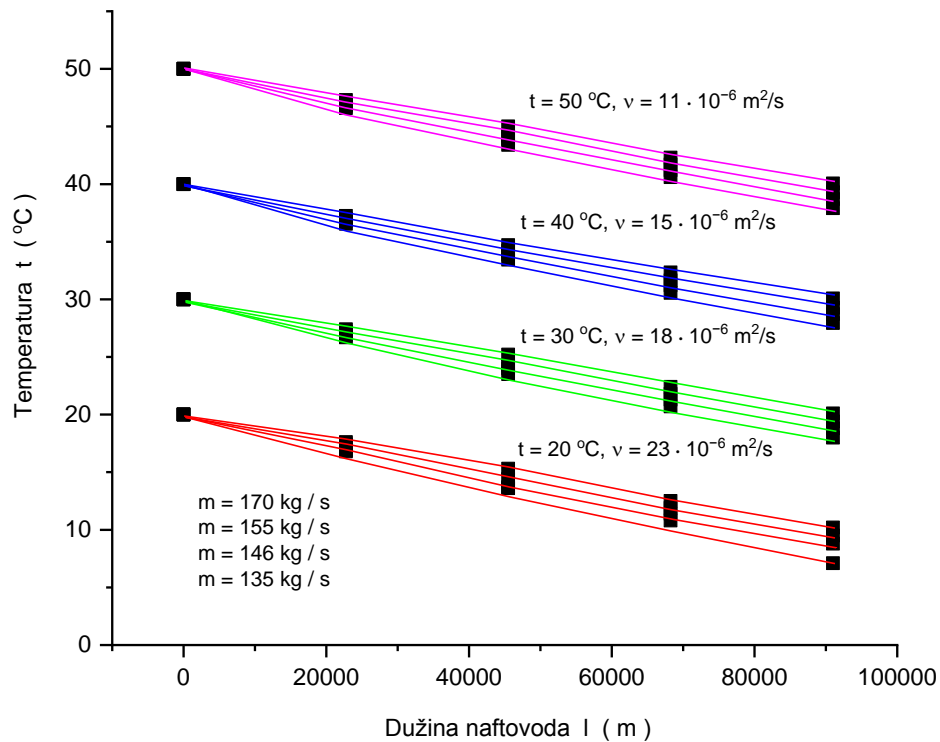
Prema [30], [64], ispitivana su četiri uzorka sirovih nafti sa visokim sadržajem parafina. Uzorci su imali temperaturne karakteristike pojave parafina na temperaturi oko 38 $^\circ\text{C}$ i ponašanje kao Njutnovski fluid. Rezultati daju niz korisnih informacija za upravljanje rizikom formiranja voska tj. parafina u transportnom cevovodu i osiguranja protoka sirove nafte. Naslage parafina (voska) u cevovodima ne mogu se lako odkloniti zbog njegovog očvršćavanja tokom vremena. Iz tih razloga nastaju gubici u transportu i proizvodnji. Za uklanjanje očvršlog voska sa zidova cevovoda, korišćeni su hemijski rastvarači. Gazolin je rastvorio oko 72 % posle tri časa ispiranja i 83 % posle šest časova ispiranja, na temperaturi 25 $^\circ\text{C}$.

Ukoliko dođe do prekida protoka i hlađenja nafte u cevovodu ispod temperature tečenja, parafini će kristalisati, pri čemu će doći do geliranja mase nafte u cevovodu [17], [30]. Iz tih razloga se projektuju takvi uslovi rada naftovoda, da je temperatura nafte uvek iznad temperature tečenja.

Međutim i pri pumpanju – transportu visokoparafinskih nafti sa temperaturom ispod tačke tečenja, nema posebnih problema, ako je obezbeđeno da nema prekida protoka, tj. da se fluid – sirova nafta, održi u kretanju [53], [69], [72]. U takvim uslovima rada potreban je veći pritisak za potiskivanje – transport.

Ukoliko je došlo do zastoja prilikom transporta nafte na temperaturi tečenja (stinjanja), dolazi do geliranja nafte u cevovodu. U takvim uslovima će ponovno uspostavljanje protoka zahtevati značajno veći pritisak [57], [78].

Na Slici 12.3, je data zavisnost promene temperature na celokupnoj dužini magistralnog naftovoda (5), za različite vrednosti protoka sirove nafte, kada je polazna temperatura 20, 30, 40, 50 °C. Nafta se zagreva iznad temperature topljenja parafina, onda su parafini u tečnom satnju. Zagrejana sirova nafta se hladi pri protoku kroz cevovod i svoju toplotu predaje okolnoj sredini. Pad temperature na celokupnoj dužini magistralnog naftovoda (5), iznosi 10 – 12 °C. Izborom realnih i optimalnih parametara rada Tabela 12.1 do 12.5, u domenu eksploatacionih karakteristika naftovoda (5), obezbeđena je viša efikasnost rada naftovoda.



Slika 12.3. Promene temperature duž trase naftovoda za različite vrednosti protoka sirove nafte, kada je polazna temperatura $t_1 = (20, 30, 40, 50)^\circ\text{C}$.

Prilikom transporta zagrejjane nafte, treba voditi računa o ponovnom uspostavljanju protoka posle zastoja, koji mogu nastati zbog nepredviđenih ili predviđenih događaja ili uzroka. Kada su zastoji u proticanju manji, to je i stepen hlađenja naftovoda manji i lakše je uspostaviti ponovni protok nafte u cevovodu. Potreban je manji početni pritisak za uspostavljanje protoka. [21], [23], [80].

13. PAD PRITISKA PRI TRANSPORTU MAGISTRALNIM NAFTOVODOM (prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE

13.1. Određivanje pada pritiska

Pad pritiska usled trenja između preseka na početku i kraju naftovoda za slučaj neizoternog turbulentnog strujanja određuje se pomoću jednačine (4.19) u sledećem obliku:

$$\Delta p = 0,241 \frac{\rho v_1^{0,25} q^{1,75} l}{D_{ci}^{4,75}} \left(\frac{\alpha_i D_{ci}}{\alpha_i D_{ci} - k D_m} \right)^{0,14m} \frac{e^{0,25mal} - 1}{0,25mal}$$

Uticajni parametri na gubitke pritiska usled trenja su: gustina transportovane sirove nafte ρ (kg/m^3), kinematska viskoznost sirove nafte ν_1 (m^2/s), protok q (m^3/s), dužina cevovoda l (m), unutrašnji prečnik cevovoda D_{ci} (m), [72]. Kinematska viskoznost sirove nafte (ν_1), određuje se pomoću relacije (8.2), koja pokazuje zakonitost promene viskoznosti sa temperaturom.

Član:

$$\left(\frac{\alpha_i D_{ci}}{\alpha_i D_{ci} - k D_m} \right)^{0,14m}$$

predstavlja korekciju usled promene profila strujnica brzina, pod dejstvom prelaza toplote od sredine ka zidu cevi, a time i gubitak pritiska duž cevovoda.

Član:

$$\frac{e^{0,25mal} - 1}{0,25mal}$$

predstavlja korekciju usled pada temperature nafte u naftovodu, a time i gubitak pritiska duž cevovoda.

Za naftu i druge produkte nafte, vrednost (m) se kreće u granicama 2 do 4, usvaja se $m = 3$, prema [53], [67]. Vrednost za (m), za sve vrste mazuta je konstantna i iznosi $m = 3,5$. 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 nafti, a posebno ima uticaj na smanjenje protočnih svojstava nafte. Zagrevanjem nafte, smanjuje se viskoznost, kao i gubici pritiska na trenje pri transportu cevima i dr. Pri transportu sirove nafte, karakteristika cevovoda se održava približno

stalnom, to se postiže zagrevanjem transportovane sirove nafte na optimalnu temperaturu. Zagrevanjem sirove nafte poboljšavaju se protočna svojstva.

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 i optimalni parametri rada. Pri transportu sirove nafte cevima, temperatura nafte na kraju cevovoda nesme biti niža od tačke tečenja.

Sadržaj parafina je ključni parameter koji se analizira pri određivanju tečljivosti nafte i određuje temperaturu zagrevanja sirove nafte i uslove transporta, Tabela 1.1 i 5.1.

U Tabelama 13.1 do 13.4, dat je pad pritiska, protok i snaga pumpe za različite temperature i viskoznosti sirove nafte. Snaga pumpe je izračunavana na osnovu protoka i pada pritiska. Na optimalnu temperaturu zagrevanja sirove nafte, utiče sadržaj parafina, Tabela 1.1 i 5.1, kao i konkretni uslovi rada naftovoda, [13, 14], [27]. Obzirom da je pad temperature duž magistralnog naftovoda (5), $\Delta t = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$, potrebno je zagrevati sirovu naftu na optimalnu polaznu temperaturu. Nafta sa tačkom tečenja $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 10,5 % parafina zagrevaju se na početnu temperaturu $30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Znatno veći troškovi grejanja će biti kada se sirova nafta zagreva na početnu temperaturu $t_1 = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, to su nafta sa tačkom tečenja $+26\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 15,3% parafina. Parafinske nafta sa tačkom tečenja $+36\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 29 % parafina zagrevaju na početnu temperaturu $50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Tabela 13.1. Pad pritiska, protok i snaga pumpe ($t_1 = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$), ($t_{sr} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $v = 29 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	33,00	37,60	40,00	43,00
4	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,0362	0,0413	0,0439	0,0472
5	Gradijent pada pritiska usled trenja $(\Delta p/\Delta l)_{pt}$ (Pa/m)	36,2	41,3	43,9	47,2
6	Snaga pumpe N (kW)	730	820	884	981
7	Stepen korisnosti pumpe η_p (-)	0,70	0,75	0,80	0,85
8	protok m (kg/s)	135	146	155	170
9	Protok G (t/h)	486	525	558	612

Tabela 13.2. Pad pritiska, protok i snaga pumpe ($t_1 = 30^\circ\text{C}$, $t_2 = 20^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 25^\circ\text{C}$, $\nu = 19 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	31,40	35,89	38,75	42,00
4	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,0345	0,0394	0,0425	0,0461
5	Gradijent pada pritiska usled trenja $(\Delta p/\Delta l)_{pt}$ (Pa/m)	34,5	39,4	42,5	46,1
6	Snaga pumpe N (kW)	695	788	857	958

Tabela 13.3. Pad pritiska usled trenja, protok i snaga pumpe ($t_1 = 40^\circ\text{C}$, $t_2 = 30^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 35^\circ\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	29,93	34,17	37,86	41
4	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,0328	0,0375	0,0416	0,0448
5	Gradijent pada pritiska usled trenja $(\Delta p/\Delta l)_{pt}$ (Pa/m)	32,8	37,5	41,6	44,8
6	Snaga pumpe N (kW)	663	760	837	930

Tabela 13.4. Pad pritiska, protok i snaga pumpe ($t_1 = 50^\circ\text{C}$, $t_2 = 40^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 45^\circ\text{C}$, $\nu = 12 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Pad pritiska usled gubitaka na trenje Δp (bar)	27,90	32,60	35,00	38,82
4	Specifični pad pritiska $\Delta p/l$ (bar/100m)	0,0306	0,0358	0,0390	0,0426
5	Gradijent pada pritiska usled trenja $(\Delta p/\Delta l)_{pt}$ (Pa/m)	30,6	35,8	39,0	42,6
6	Snaga pumpe N (kW)	617	753	775	886

Pri transportu sirove nafte dolazi do pada pritiska i temperature duž trase naftovoda. Ovde se radi o jednofaznom sistemu tj. transportuje se tečan fluid bez prisustva gasovite faze. Na osnovu istraživanja dati su rezultati gradijenta pada pritiska usled trenja $(\Delta p/\Delta l)_{pt}$ (Pa/m), pri neizotermnom strujanju za naftovod prečnika $D_{ca} = 457$ mm i dužine $l = 91000$ m, Tabele 13.1 do 13.4.

Kod manjih prečnika cevovoda dobijaju se veći padovi pritiska, a time i veća snaga pumpe. Povećanjem snage rastu i troškovi pumpanja. Smanjenjem prečnika cevovoda opadaju troškovi izgradnje cevovoda, ali zbog povećanja pada pritiska, rastu troškovi pumpne stanice. Uzimajući u obzir relevantne parametre, snagu, protok, pad pritiska i troškove naftovoda, koristi se poznata relacija za određivanje optimalnog prečnika cevovoda, prema literaturi [53]:

$$D = \left(4,05696 \cdot 10^{-3} \cdot Q^3 \cdot \lambda \cdot \rho \cdot \frac{C_1}{\eta_p \cdot C_2} \right)^{0,16666} \quad (13.1)$$

gde je:

D – unutrašnji prečnik cevovoda (m)

Q – protok (m^3/s)

ρ – gustina nafte (kg/m^3)

λ – koeficijent trenja

η_p – stepen korisnosti pumpe

C_1 – ukupni godišnji troškovi pumpnih stanica \$ / kW, [53].

C_2 – godišnji troškovi cevovoda u \$ po metru prečnika i metru dužine cevovoda (troškovi zavisni od prečnika cevi), [53].

Prema šemi eksperimentalnog postrojenja, pomoću magistralnog naftovoda (5), transportuje se sirova nafta sa protokom u radnom opsegu 500 – 700 m^3/h . Dužina cevovoda je $l = 91000$ m. Gustina nafte iznosi $\rho = 875$ kg/m^3 . Koeficijent trenja $\lambda = 0,028$ i stepen korisnosti pumpe $\eta_p = 0,70$. Ukupni godišnji troškovi pumpne stanice iznose $C_1 = 600$ \$ / kW, a godišnji troškovi cevovoda su $C_2 = 98$ \$ / m/m, [53].

Na osnovu varijacije protoka u optimalnom radnom opsegu, dobijeni su optimalni prečnici cevovoda, rezultati su dati u Tabeli 13.5.

Tabela 13.5. Optimalni prečnik cevovoda

Protok Q (m^3/h)	500	560	600	640	700
(m^3/s)	0,139	0,155	0,167	0,177	0,194
Prečnik cevovoda D (m)	0,365	0,386	0,400	0,412	0,432

Za maksimalnu vrednost protoka $700 \text{ m}^3/\text{h}$, dobijen je optimalni prečnik cevovoda $D = 432 \text{ mm}$, što odgovara standardnom prečniku cevovodu $D = 18''$ ($457 / 428$) mm.

13.2. Rezultati istraživanja pada pritiska, snage pumpe i diskusija

Na osnovu istraživanja u ovom delu disertacije za magistralni naftovod (5) prečnika $D_{ca} = 457 \text{ mm}$, dužine $l = 91000 \text{ m}$, kapaciteta $700 \text{ m}^3/\text{h}$ (612 t/h), dobijen je pad pritiska $\Delta p = 41 \text{ bar}$ i specifični pad pritiska je $\Delta p/l = 0,0448 \text{ bar}/100\text{m}$. Polazna temperatura nafte je $t_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, a gustina sirove nafte je $875 \text{ kg}/\text{m}^3$, Tabela 13.3.

Prema literaturi [53], [68], za transport zagrejane nafte pomoću cevovoda prečnika 400 mm , i dužine 90000 m , za kapacitet transporta $347 \text{ m}^3/\text{h}$ (330 t/h), pad pritiska iznosi $\Delta p = 21 \text{ bar}$ i specifični pad pritiska je $\Delta p/l = 0,0233 \text{ bar}/100\text{m}$. Temperatura nafte je $t = 50 \text{ }^\circ\text{C}$, a gustina sirove nafte je $950 \text{ kg}/\text{m}^3$.

Na osnovu rezultata istraživanja dobijen je pad pritiska približno dva puta veći od rezultata prema lit. izvoru [53], obzirom da je i kapacitet transporta približno dva puta veći.

U Tabeli 13.3, data je zavisnost specifičnog pada pritiska i protoka. Tako npr. za protoke $560 - 700 \text{ m}^3/\text{h}$, i polaznu temperaturu nafte $t_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, dobijen je specifični pad pritiska u opsegu $\Delta p/l = (0,0328 - 0,0448) \text{ bar}/100\text{m}$, Slika 13.4

U polaznoj hipotezi pretpostavljena je vrednost za specifični pad pritiska, u intervalu $\Delta p/l = (0,023 - 0,740) \text{ bar}/100\text{m}$. Na osnovu toga dobijeni rezultati za specifični pad pritiska se nalaze u pretpostavljenom opsegu.

Primenom teorije korelacija, metode najmanjih kvadrata na rezultate istraživanja Tabela 13.1 do 13.4, dobijene su sledeće empirijske jednačine:

$$\begin{aligned} t &= 20 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\ N &= -1334.56744 + 18834.61047 q - 35565.44384 q^2 \\ R &= 0.99981 \\ R^2 &= 0.99994 \end{aligned} \quad (13.2)$$

$$\begin{aligned} t &= 30 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\ N &= -1455.91053 + 19577.99413 q - 36779.81962 q^2 \\ R &= 0.99721 \\ R^2 &= 0.99898 \end{aligned} \quad (13.3)$$

$$\begin{aligned} t &= 40 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\ N &= -1230.92066 + 16579.7841 q - 28070.28316 q^2 \\ R &= 0.99631 \\ R^2 &= 0.99877 \end{aligned} \quad (13.4)$$

$$\begin{aligned}
t &= 50 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \\
N &= -777.17381 + 10632.23038 q - 10601.01765 q^2 \\
R &= 0.9989 \\
R^2 &= 0.99963
\end{aligned}
\tag{13.5}$$

Jednačina zavisnosti pada pritiska i protoka za polaznu temperaturu nafte 20, 30, 40, 50 °C :

$$\begin{aligned}
t &= 20 \text{ }^\circ\text{C} \\
\Delta p &= -129.388697 + 1681.503168 q - 4088.029426 q^2 \\
R &= 0.996265 \\
R^2 &= 0.998755
\end{aligned}
\tag{13.6}$$

$$\begin{aligned}
t &= 30 \text{ }^\circ\text{C} \\
\Delta p &= -121.644952 + 1559.277905 q - 3689.472767 q^2 \\
R &= 0.999988 \\
R^2 &= 0.999996
\end{aligned}
\tag{13.7}$$

$$\begin{aligned}
t &= 40 \text{ }^\circ\text{C} \\
\Delta p &= -102.0888 + 1315.91002 q - 2994.485768 q^2 \\
R &= 0.999979 \\
R^2 &= 0.999993
\end{aligned}
\tag{13.8}$$

$$\begin{aligned}
t &= 50 \text{ }^\circ\text{C} \\
\Delta p &= -109.103432 + 1370.240941 q - 3134.069987 q^2 \\
R &= 0.992975 \\
R^2 &= 0.997658
\end{aligned}
\tag{13.9}$$

Zavisnost pada pritiska i protoka data je na Slici 13.2.

Jednačina zavisnosti specifičnog pada pritiska i protoka za polaznu temperaturu nafte $t=40 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\begin{aligned}
\Delta p/l &= -0.15239 + 1.89807 q - 4.54241 q^2 \\
R &= 0.98888 \\
R^2 &= 0.99629
\end{aligned}
\tag{13.10}$$

Zavisnost specifičnog pada pritiska i protoka data je na Slici 13.4.

Zavisnost pada pritiska i masenog protoka sirove nafte (Δp , G), data je sledećom korelacijom:

$$\begin{aligned}\Delta p &= -123.95127 + 0.4983 G - 3.74261 \cdot 10^{-4} G^2 \\ R &= 0.99049 \\ R^2 &= 0.99683\end{aligned}\tag{13.11}$$

Primenom teorije korelacija, metode najmanjih kvadrata na rezultate istraživanja Tabela 13.5, dobijena je empirijska jednačina zavisnosti optimalnog prečnika cevovoda (D) i protoka (q):

$$\begin{aligned}D &= 0.19716 + 1.21297 q \\ R &= 0.99969\end{aligned}\tag{13.12}$$

13.2.1. Analiza uticajnih parametara na snagu pumpe

Pad pritiska (Δp), na deonici 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, planira se raspored i broj pumpnih stanica na trasi naftovoda. Usvajanjem pumpi sa većim pritiskom, smanjuje se broj pumpnih stanica i obrnuto. Pri transportu cevovodom, isti radni pritisak i kapacitet, kod svih pumpi ima svoju prednost. Time se postiže ista brzina strujanja i bezbednost objekta.

Na Slici 13.1. dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju međusobne zavisnosti snage pumpe (N), protoka (q), ulazne temperature (t) i viskoznosti sirove nafte (ν) za magistralni naftovod (5). Podaci o magistralnom naftovodu (5) dati su u Tabeli 5.3. Viskoznost raste sa smanjenjem temperature. Porastom protoka i smanjenjem temperature sirove nafte dolazi do porasta snage pumpe. Snaga pumpe je izračunavana na osnovu protoka i pada pritiska u stacionarnim uslovima rada naftovoda.

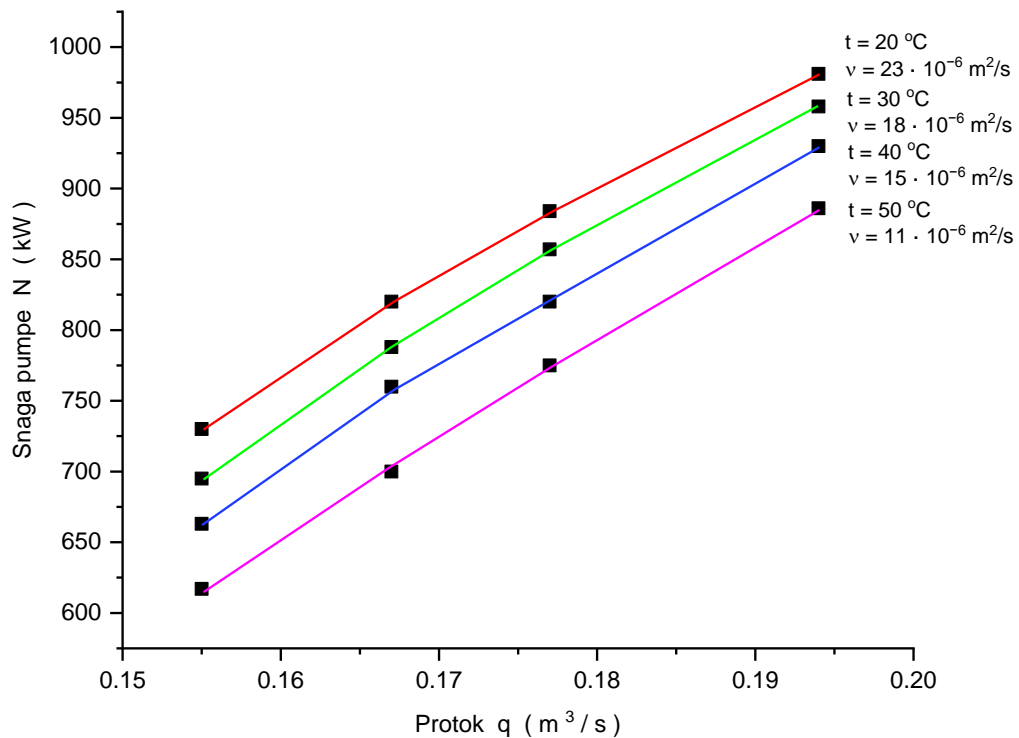
Uslov za dobar rad centrifugalne pumpe je da postoji uspor 30 – 50 m, tj. pritisak na ulazu u pumu treba da je minimalno oko 3 – 5 bara, jer pri smanjenoj visini nastupa kavitacija [73]. Na osnovu rezultata ispitivanje pritisak na ulazu u pumpu (4) se kreće u opsegu 4 do 6 bar.

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, Slika 13.1 i 13.2.

Na osnovu rezultata istraživanja pri kapacitetu transporta $0,194 \text{ m}^3/\text{s}$ ($700 \text{ m}^3/\text{h}$ tj. 612 t/h), snaga pumpe je 930 kW , pri polaznoj temperaturi nafte $40 \text{ }^\circ\text{C}$. Ako je polazna temperatura nafte $30 \text{ }^\circ\text{C}$, snaga pumpe je 958 kW , itd.

Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ i porastom viskoznosti primetno je povećanje snage pumpe za 3 do 4%. Može se zaključiti da je snaga pumpe na $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ oko 10% veća nego na $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, za maksimalni protok kroz cevovod.

Pri transportu sirove nafte sa visokim sadržajem parafina, na temperaturi ispod tačke tečenja, potreban je veći pritisak za pumpanje – potiskivanje. Pri tome neće doći do većih problema, ako je obezbeđeno da se fluid održi u kretanju i ne primećuje se nagla promena kad nafta postigne temperaturu tečenja [55], [63], [72].

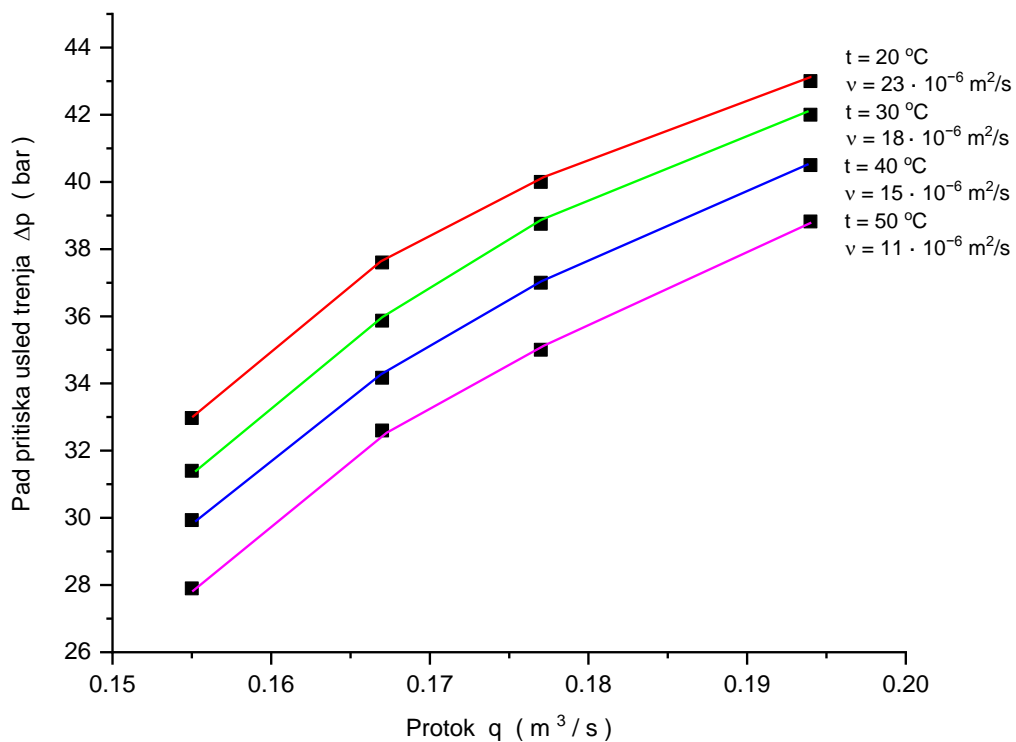


Slika 13.1. Zavisnost snage pumpe i protoka

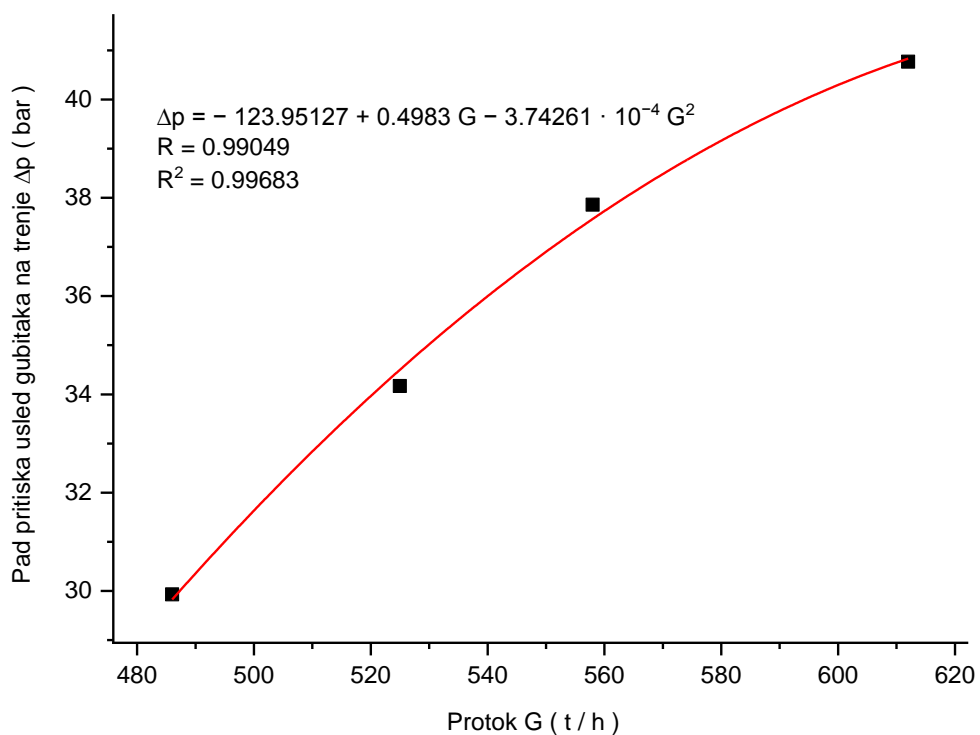
Pad pritiska usled gubitaka na trenje, zavisi od temperature i viskoznosti sirove nafte. Na Slici 13.2. , dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju međusobne zavisnosti pada pritiska (Δp), protoka (q), temperature (t) i viskoznosti sirove nafte (ν). Viskoznost raste sa smanjenjem temperature. Porastom protoka i smanjenjem temperature sirove nafte dolazi do porasta padova pritiska usled trenja.

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

Na Slici 13.3. dat je pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte kroz cevovod, ($\Delta p, G$), za polaznu temperaturu nafte $t_1 = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$.



Slika 13.2. Pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte kroz cevovod, (Δp , q)



Slika 13.3. Pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte kroz cevovod, (Δp , G)

Na Slici 13.4, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju međusobne zavisnosti specifičnog pada pritiska ($\Delta p/l$) i protoka (q), temperature (t) i viskoznosti sirove nafte (ν).

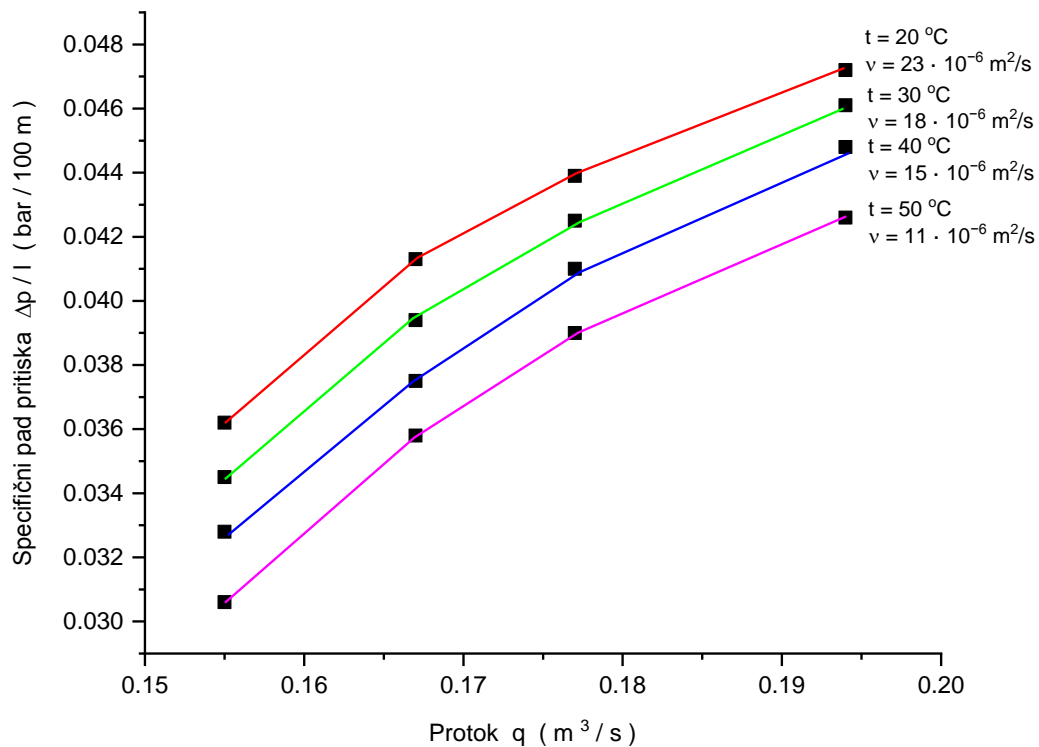
Na osnovu rezultata istraživanja za magistralni naftovod (5), unutrašnjeg prečnika $D_{ci}=428$ mm, dužine $l = 91000$ m, pri kapacitetu transporta $q = 0,194$ m³/s, (700 m³/h tj. 612 t/h) i gustini nafte 875 kg/m³, dobijeni su sledeći rezultati:

- Pad pritiska je $\Delta p = 43$ bar, Slika 13.2. Polazna temperatura nafte je $t_1 = 20$ °C.
- Specifični pad pritiska je $\Delta p/l = 0,0472$ bar/100m, pri polaznoj temperaturi nafte 20 °C, Slika 13.4.

- Pad pritiska je $\Delta p = 42$ bar, Slika 13.2. Polazna temperatura nafte je $t_1 = 30$ °C.
- Specifični pad pritiska je $\Delta p/l = 0,0461$ bar/100m, pri polaznoj temperaturi nafte 30 °C, Slika 13.4.

- Pad pritiska je $\Delta p = 41$ bar, Slika 13.2. Polazna temperatura nafte je $t_1 = 40$ °C.
- Specifični pad pritiska je $\Delta p/l = 0,0448$ bar/100m, pri polaznoj temperaturi nafte 40 °C, Slika 13.4.

Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10$ °C i porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za 3 do 4%. Može se zaključiti da je pad pritiska na 20 °C oko 10% veći nego na 50 °C, za maksimalni protok kroz cevovod. Zagrevanjem sirove nafte pre uvođenja u cevovod, obezbeđuju se optimalni uslovi transporta u pogledu smanjenja pada pritiska i snage pumpe.

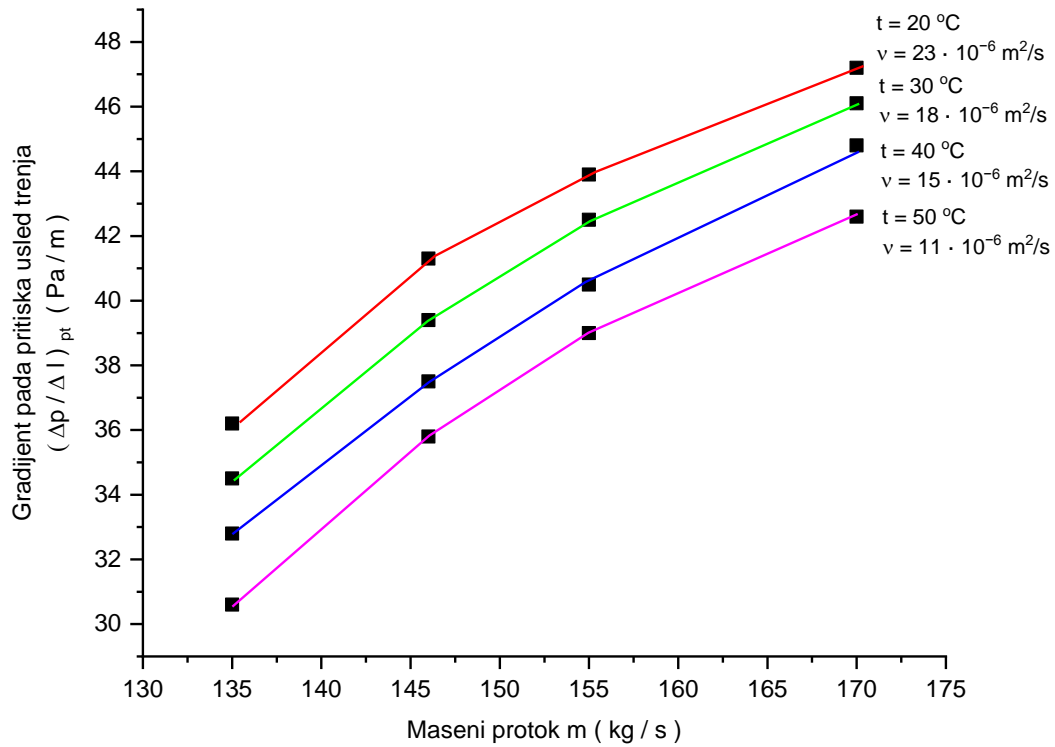


Slika 13.4. Specifični pad pritiska usled trenja u zavisnosti od veličine protoka sirove nafte ($\Delta p/l$, q)

Pad pritiska raste sa smanjenjem temperature i povećanjem viskoznosti sirove nafte, a opada sa povećanjem temperature i smanjenjem viskoznosti.

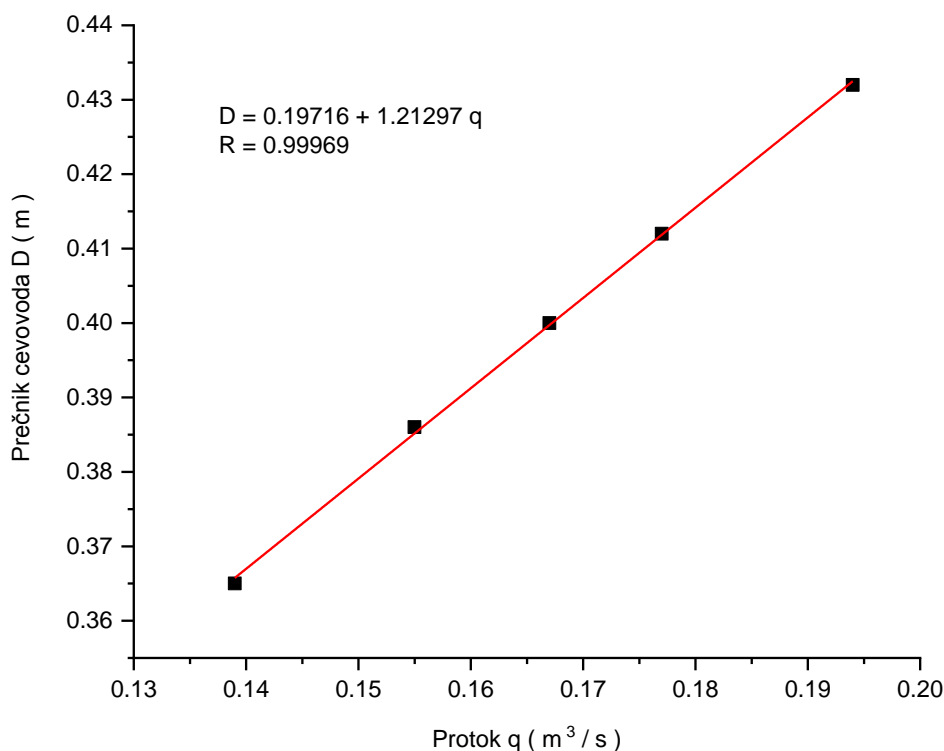
Pad pritiska usled trenja ($\Delta p/l$), bio je predmet istraživanja prema literaturi [57], [63], [68], gde se navode podaci $\Delta p/l = (0,020 - 0,520)$ bar/100m.

Na Slici 13.5, data je zavisnost gradijenta pada pritiska usled trenja i masenog protoka.



Slika 13.5. Zavisnost gradijenta pada pritiska usled trenja i masenog protoka

Gradijent pad pritiska raste sa smanjenjem temperature i povećanjem viskoznosti sirove nafte, a opada sa povećanjem temperature i smanjenjem viskoznosti. Na Slici 13.6. data je zavisnost prečnika cevovoda i protoka.



Slika 13.6. Zavisnost prečnika cevovoda i protoka

Na osnovu rezultata istraživanja, potvrđeno je da je prečnik magistralnog cevovoda – naftovoda (5), spoljašnjeg prečnika 457 mm (18"), prema šemi eksperimentalnog postrojenja, Slika 5.1, ujedno i optimalni prečnik.

Propusna sposobnost naftovoda – kapacitet, u izvesnom stepenu unapred uslovljava kapacitet pumpnih agregata, te je kod izbora potrebno voditi računa o sledećem: pri izboru većeg broja pumpnih agregata manjeg pritiska i kapaciteta, dobija se veći broj pumpnih stanica na trasi naftovoda. Ovo zahteva složenije konstrukciono rešenje postrojenja, a time i veći broj stručnih radnika. Ako dođe do kvara jedne pumpe, a nema rezervne pumpe, pumpne stanice će raditi i dalje, ali sa smanjenim kapacitetom. Ako pumpna stanica ima samo jedan pumpni agregat, poželjno je postaviti još jednu rezervnu pumpu. U tom slučaju instalisana snaga je dva puta veća od proizvodne. Koeficijent iskorišćenje pumpi je minimalan i iznosi 0,5 ili 50%. U cilju lakše zamene i održavanja u slučaju kvara, odabrani pumpni agregati treba da budu istog tipa to jest jedan tip pumpi na celoj deonici naftovoda. Za transport nafte magistralnim cevovodima, pritisak dostiže vrednosti 50 – 60 bar, [73]. Izborom realnih i optimalnih parametara rada Tabela 13.1 do 13.4, u domenu eksploatacionih karakteristika naftovoda (5), obezbeđena je viša efikasnost rada naftovoda.

14. KOEFICIJENT TRENJA PRI TRANSPORTU NAFTOVODOM (prečnika $D_{ca} = 457$ mm, dužine $l = 91000$ m) – NEIZOTERMNO STRUJANJE

14.1. Određivanje koeficijenta trenja

U okviru ovog dela disertacije ustanovljeno je da je strujanje sirove nafte kroz magistralni naftovod (5) turbulentno obzirom da je $Re > 2320$. Reynoldsov broj se kreće u opsegu 11762 – 50565, Tabele 14.1. do 14.4, zavisno od uslova kao što je kapacitet transporta, temperatura, viskoznost sirove nafte itd. Koeficijent trenja u opštem slučaju zavisi od Reynoldsovog broja (Re) i relativne hrapavosti (δ/D) okvašene površine cevovoda. Za oblast turbulentnog strujanja za $4000 < Re < 100000$, koeficijent trenja se određuje iz jednačine (4.21):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

Na osnovu istraživanja dobijene su kvantitativne i kvalitativne vrednosti Reynoldsovog broja (Re) i koeficijenta trenja (λ), datih u Tabeli 14.1. do 14.4. Za čelične cevi čišćene posle duže upotrebe i relativnu hrapavost $\delta/D = 0,15/428 = 0,00035$ i veličinu Reynoldsovog broja, iz dijagrama (λ, Re) se očitava veličina koeficijenta trenja (λ). Koeficijent trenja (λ), se može odrediti i pomoći jednačine (4.30).

*Tabela 14.1. Zavisnost Reynoldsovog broja, koeficijenta trenja i protoka
($t_1 = 20$ °C, $t_2 = 10$ °C), ($t_{sr} = 15$ °C, $\nu = 29 \cdot 10^{-6}$ m²/s)*

1	Protok Q (m ³ /h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m ³ /s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Reynoldsov broj Re	11762	12635	13429	14750
4	Koeficijent trenja λ	0,0303	0,0298	0,0293	0,0287
5	Brzina strujanja V (m/s)	1,08	1,16	1,23	1,35

*Tabela 14.2 Zavisnost Reynoldsovog broja, koeficijenta trenja i protoka
($t_1 = 30$ °C, $t_2 = 20$ °C), ($t_{sr} = 25$ °C, $\nu = 19 \cdot 10^{-6}$ m²/s)*

1	Protok Q (m ³ /h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m ³ /s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Reynoldsov broj Re	17783	19110	20239	22230
4	Koeficijent trenja λ	0,0273	0,0269	0,0265	0,0259

*Tabela 14.3. Zavisnost Reynoldsovog broja, koeficijenta trenja i protoka
($t_1 = 40\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 30\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 35\text{ }^\circ\text{C}$, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)*

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Reynoldsov broj Re	26794	28868	30553	33527
4	Koeficijent trenja λ	0,0247	0,0242	0,0239	0,0233

*Tabela 14.4. Zavisnost Reynoldsovog broja, koeficijenta trenja i protoka
($t_1 = 50\text{ }^\circ\text{C}$, $t_2 = 40\text{ }^\circ\text{C}$), ($t_{sr} = 45\text{ }^\circ\text{C}$, $\nu = 12 \cdot 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$)*

1	Protok Q (m^3/h)	560	600	640	700
2	Specifični protok q (m^3/s)	0,155	0,167	0,177	0,194
3	Reynoldsov broj Re	40451	43470	46036	50565
4	Koeficijent trenja λ	0,0223	0,0219	0,0216	0,0210

14.2. Rezultati istraživanja koeficijenta trenja i duskusija

U okviru predmetnih istraživanja utvrđene su numeričke vrednosti i međusobne zavisnosti: koeficijenta trenja (λ) i Reynoldsovog broja (Re) i protoka (q) i date su u Tabelama 14.1 do 14.4.

Povećanjem temperature smanjuje se viskoznost i povećava Reynoldsov broj, a koeficijent trenja (λ) se smanjuje. Ovo je takođe u skladu sa istraživanjem prema [38]. Koeficijent trenja (λ) je ključni parametar za proračun gubitaka usled trenja.

Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja date u Tabelama 14.1 do 14.4, dobijena je empirijska jednačina u sledećem obliku:

$$\begin{aligned} \lambda &= 0.035759 - 5.543005 \cdot 10^{-7} Re + 5.323794 \cdot 10^{-12} Re^2 \\ R &= 0.995104 \\ R^2 &= 0.995757 \end{aligned} \quad (14.1)$$

Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i Reynoldsovog broja (Re) data je na Slici 14.1.

Na osnovu rezultata istraživanja datih u Tabeli 14.3. dobijena je sledeća empirijska jednačina:

$$\begin{aligned} \lambda &= 0.03316 - 0.06993 q + 0.09868 q^2 \\ R &= 0.99435 \\ R^2 &= 0.99812 \end{aligned} \quad (14.2)$$

Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q) data je na Slici 14.2.

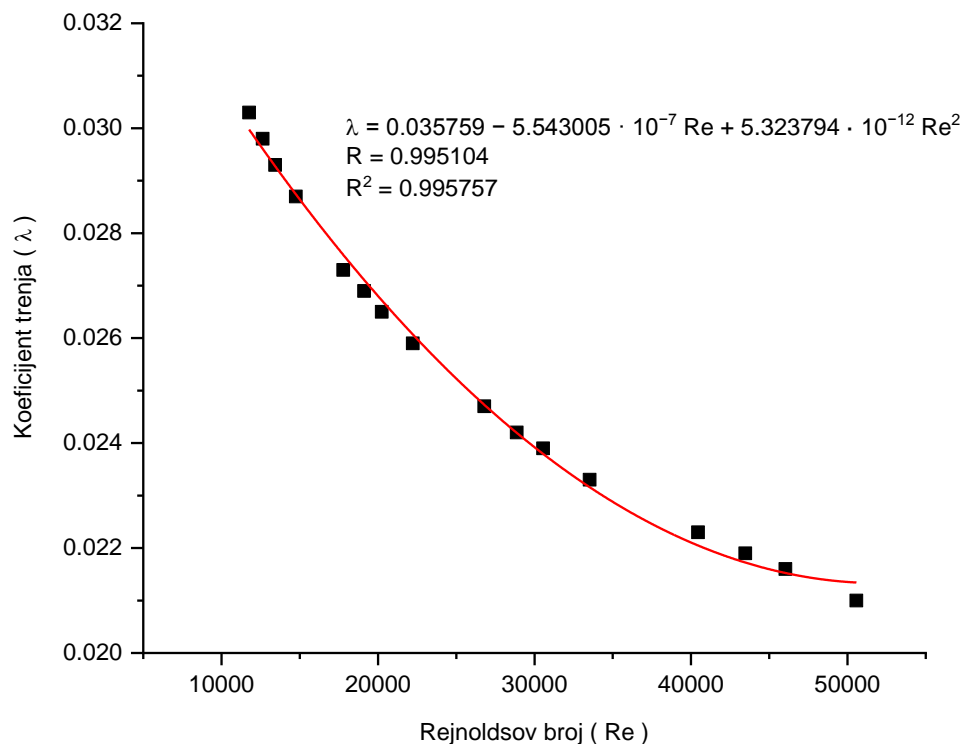
Empirijske jednačine (14.1) i (14.2), su u dobroj saglasnosti sa teorijskom jednačinom:

$$\lambda = \frac{2D \cdot \Delta p}{\rho \cdot l \cdot V^2} \quad (14.3)$$

Zamenom poznatih parametara iz Tabele 14.1, za protok 700 m³/h (0,194 m³/s), pri čemu je $Re = 33527$, u jednačine (14.1) i (14.2), dobija se koeficijent trenja $\lambda = 0,0233$. Takođe zamenom poznatih parametara, Tabela 14.1, gde je protok 700 m³/h (0,194 m³/s), i pad pritiska $\Delta p = 41$ bar, kao i ostalih parametara: $D_{ci} = 0,428$ m, $\rho = 875$ kg/m³, $l = 91000$ m, $V = 1,35$ m/s, u jednačinu (14.3), dobija se koeficijent trenja $\lambda = 0,0241$. Na osnovu toga su eksperimentalne jednačine (14.1) i (14.2) u dobroj saglasnosti sa teorijskom jednačinom (14.3).

14.2.1. Analiza uticajnih parametara na koeficijent trenja

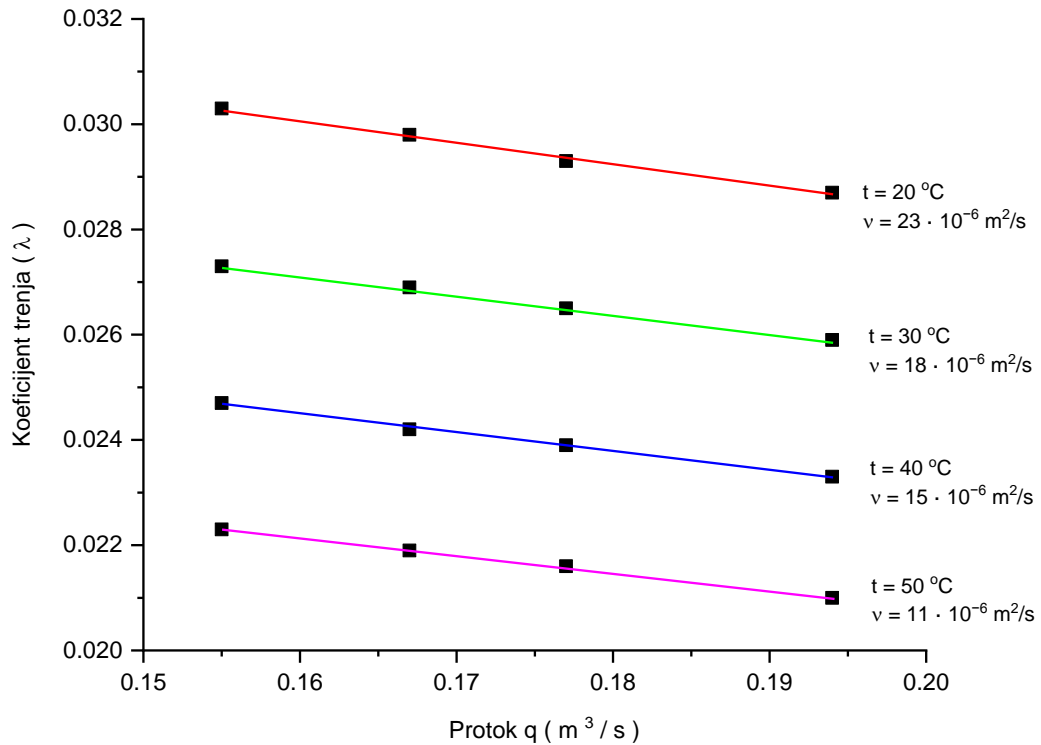
Na Slici 14.1, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta trenja (λ) i Rejnoldsovog broja (Re) za radni opseg protoka 0,155 – 0,194 m³/s (560 – 700 m³/h).



Slika 14.1. Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i Rejnoldsovog broja (Re)

Za vrednosti Reynoldsovog broja 11762 – 50565, koeficijent trenja (λ) se kreće u granicama 0,0303 – 0,0210.

Na Slici 14.2, dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q) za različite temperature i viskoznosti sirove nafte.



Slika 14.2. Zavisnost koeficijenta trenja (λ) i protoka (q)

Tako npr. za $t_1 = 40^\circ\text{C}$ za opsege protoka 0,155 – 0,194 m^3/s (560 – 700 m^3/h), dobijene su sledeće numeričke vrednosti za Reynoldsov broj (Re) u intervalu 26794 – 33527 i koeficijent trenja (λ) u granicama 0,0247 – 0,0233. Sa povećanjem protoka i Reynoldsovog broja, dolazi do smanjenja koeficijenta trenja.

Pri transportu sirove nafte, dolazi do pada početne temperature prema kraju cevovoda. Razlika početne i krajnje temperature je $\Delta t = 10^\circ\text{C}$. Pri tome se viskoznost nafte povećava u smeru strujanja. Gubici usled trenja rastu u poređenju sa gubicima prilikom transporta sirove nafte pri konstantnoj temperaturi.

15. ANALIZA I DISKUSIJA REZULTATA ISTRAŽIVANJA

U okviru ovog poglavlja data je analiza i diskusija rezultata istraživanja i karakterističnih dijagrama i eksperimentalnih jednačina. Analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, dati su okviru svakog pogl. 6 – 14, posebno.

Rezultati istraživanja i njihova analiza za naftovod (3), (prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, i dužine $l = 1550$ m), pri izotermnom strujanju sirove nafte:

Ispitivanja su sprovedena pri različitim vrednostima optimalnih konstantnih temperatura sirove nafte: 20, 30, 40, 50 °C. Porastom protoka (q) i temperature zagrevanja sirove nafte dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i), kako je prikazano na Slici 6.1. i Tabele 6.2, 6.4, 6.6, 6.8.

Za operativni radni režim protoka $Q = 500 - 700$ m³/h, tj. $q = 0,139 - 0,194$ m³/s, za dati opseg temperatura 30 – 50 °C, dobijena je vrenost koeficijenta prelaza toplote u opsegu $\alpha_i = 209 - 365$ W/m²K. Rezultati istraživanja su korelisani empirijskim jednačinama tj. matematičkim modelima koji daju međusobne zavisnosti datih parametara (α_i , q):

$$t = 20 \text{ °C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\alpha_i = 56.87036 + 1104.01943 q$$

$$t = 30 \text{ °C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\alpha_i = 58.56603 + 1251.10424 q$$

$$t = 40 \text{ °C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\alpha_i = 75.8867 + 1273.18905 q$$

$$t = 50 \text{ °C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\alpha_i = 77.79064 + 1481.44876 q$$

Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod (α_i), takođe raste sa porastom Rejnoldsovog broja, Slika 6.2. Tako npr. za operativni radni režim, vrednost Rejnoldsovog broja je u opsegu $Re = (25625 - 75000)$ i dobija se $\alpha_i = (209 - 365)$ W/m²K, pri tome je strujanje nafte turbulentno na celoj trasi naftovoda (3). Na osnovu toga pri turbulentnom režimu strujanja dobijaju se i veće vrednosti za koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i).

Porastom protoka raste i Rejnoldsov broj i dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i) i ukupnog koeficijenta prenosa toplote (k).

Viskoznost sirove nafte takođe ima uticaja na vrednost Rejnoldsovog broja, tako što se Rejnoldsov broj povećava sa smanjenjem viskoznosti sirove nafte i porastom temperature.

Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) i Rejnoldsovog broja (Re) data je empirijskom jednačinom koja daje korelacionu vezu ovih parametara:

Zavisnost (α_i , Re) izražena polinomom drugog reda:

$$\alpha_i = 124.69023 + 0.0040634332 Re - 1.3173161 \cdot 10^{-8} Re^2$$

Zavisnost (α_i , Re) izražena polinomom prvog reda:

$$\alpha_i = 153.97666 + 0.00277 Re$$

Na Slici 6.3. dati su rezultati istraživanja, koji prikazuju zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od protoka (q) za različite debljine izolacije cevovoda ($s = 25$ do 100 mm).

Rezultati istraživanja su korelisani eksperimentalnim jednačinama:

$$s = 100 \text{ mm}$$

$$k = 0.39094 + 0.30082 q$$

$$s = 75 \text{ mm}$$

$$k = 0.56146 + 0.22562 q$$

$$s = 50 \text{ mm}$$

$$k = 0.73794 + 0.30082 q$$

$$s = 25 \text{ mm}$$

$$k = 1.05794 + 0.30082 q$$

Dominantan uticaj na veličinu koeficijenta prenosa – prolaza toplote kroz naftovod ima debljina izolacije (s). Za ispitivani opseg protoka $Q = 500$ do $700 \text{ m}^3/\text{h}$, tj. $q = 0,139 - 0,194 \text{ m}^3/\text{s}$, dobijene su odgovarajuće vrednosti za koeficijent prenosa toplote (k), za različite debljine izolacije cevovoda (s) i date na Slici 6.4. i Tabela 6.9. Tako npr. za debljinu izolacije cevovoda $s = 100$ mm, dobijen je koeficijent prenosa toplote $k = 0,433 \text{ W/m}^2\text{K}$, a za $s = 25$ mm, koeficijent prenosa toplote iznosi $k = 1,100 \text{ W/m}^2\text{K}$. U slučaju da je naftovod (3) neizolovan tj. $s = 0$ mm, dobija se vrednost za koeficijent prenosa toplote $k = 1,472 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Rezultati istraživanja su korelisani empirijskom jednačinom, koja predstavlja matematički model i prikazuje međusobnu zavisnost datih parametara (k , s):

$$k = 1.47275 - 16.714 s + 63.6 s^2$$

Za opseg protoka 500 do 700 m³/h (0,139 – 0,194) m³/s, dobijeni su rezultati koji prikazuju zavisnost promene koeficijenta provođenja toplote (kD_m), od debljine izolacije (s), Slika 6.5. Tako npr. vrednost koeficijenta provođenja toplote iznosi $kD_m = 0,178$ W/mK, za debljinu izolacije naftovoda $s = 100$ mm, dok je za manju debljinu izolacije od $s = 25$ mm, dobijena vrednost za koeficijent provođenja toplote je $kD_m = 0,443$ W/mK. Za neizolovan cevovod – naftovod $s = 0$ mm, dobija se vrednost za koeficijent provođenja toplote $kD_m = 0,584$ W/mK. Na osnovu toga debljina izolacije (s), naftovoda je najuticajniji parametar na koeficijent provođenja toplote (kD_m).

Rezultati istraživanja su korelisani empirijskom jednačinom tj. matematičkim modelom i prikazuje međusobnu zavisnost datih parametara (kD_m , s):

$$kD_m = 0.5845 - 6.288 s + 22.4 s^2$$

Na osnovu rezultata ispitivanja dobijene su empirijske – fenomenološke jednačine Nuseltovog tipa, koje korelišu rezultate istraživanja i opisuju prelaz toplote sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda.

Zavisnost (Nu , Re) izražena polinomom prvog reda:

$$Nu = 383.38339 + 0.00702 Re$$

Zavisnost (Nu , Re) izražena polinomom drugog reda:

$$Nu = 287.70587 + 0.01124179 Re - 4.2877628 \cdot 10^{-8} Re^2$$

Jednačina prelaza toplote (α_i , λ_n , D_{ci}), data polinomom prvog reda:

$$\alpha_i = (\lambda_n / D_{ci}) \cdot (383.38339 + 0.00702 Re)$$

Jednačina prelaza toplote (α_i , λ_n , D_{ci}), data polinomom drugog reda:

$$\alpha_i = (\lambda_n / D_{ci}) \cdot (287.70587 + 0.01124179 Re - 4.2877628 \cdot 10^{-8} Re^2)$$

Za radni režim protoka $Q = (500 - 700)$ m³/h, za opseg konstantnih temperatura zagrevanja sirove nafte 20 – 50 °C, Nuseltov broj se kreće u opsegu $Nu = (523 - 912)$, a Reynoldsov broj u intervalu $Re = (25625 - 75000)$, Slika 7.7 i Tabela 7.1 do 7.4. Za naftovode – cevovode može se odrediti vreme za uspostavljanje stacionarnog toka toplote putem upoređivanja Nuseltovih brojeva za stacionarno strujanje i tranzitno stanje.

U okviru predmetnih istraživanja utvrđene su numeričke vrednosti i međusobne zavisnosti: optimalne snage pumpe, pada pritiska i protoka.

Dobijene su eksperimentalne jednačine međusobnih zavisnosti optimalne snage pumpe i protoka za opseg konstantnih temperatura zagrejane nafte 20, 30, 40, 50 °C :

$$t = 20 \text{ } ^\circ\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = 131.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2$$

$$t = 30 \text{ } ^\circ\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = 130.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2$$

$$t = 40 \text{ } ^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = 129.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2$$

$$t = 50 \text{ } ^\circ\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = 128.60286 - 1743.64367 q + 15673.08021 q^2$$

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. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10 \text{ } ^\circ\text{C}$ i porastom viskoznosti приметно je povećanje snage pumpe za 3 – 4 %, Slika 8.1.

Pri transportu parafinske nafte, na temperaturi ispod tačke tečenja, potreban je veći pritisak za pumpanje. Ako je obezbeđeno da se fluid održi u kretanju, neće doći do većih problema niti zastoja.

Na osnovu istraživanja utvrđene su numeričke vrednosti i međusobne zavisnosti: optimalnog pada pritiska i protoka za opseg konstantnih temperatura zagrejane nafte 20, 30, 40, 50 °C :

$$t = 20 \text{ } ^\circ\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = - 2.18347 + 62.13309 q$$

$$t = 30 \text{ } ^\circ\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = - 2.06767 + 58.6258 q$$

$$t = 40 \text{ } ^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = - 1.87632 + 54.66727 q$$

$$t = 50 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = -1.7327 + 50.41705 q$$

Empirijska jednačina zavisnosti optimalnog pada pritiska usled trenja i masenog protoka data je sledećom relacijom:

$$\Delta p = -1.95309 + 0.00884 G$$

Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ i porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za 3 do 4%, Slika 8.2 i 8.3. Na osnovu rezultata istraživanja Slika 8.3, za naftovod (3), prečnika $D_{ca} = 323 \text{ mm}$, dobijen je pad pritiska usled trenja $\Delta p = 3,44 \text{ bar}$ i specifični pad pritiska $\Delta p/l = 0,225 \text{ bar}/100\text{m}$, pri kapacitetu transporta $700 \text{ m}^3/\text{h}$ (612 t/h) pri temperaturi sirove nafte $t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$.

Zavisnost gradijenta pada pritiska i masenog protoka data je sledećom empirijskom jednačinom :

$$(\Delta p/\Delta l)_{pt} = -42.929706 + 0.89694830 m + 0.0039745707 m^2$$

Gradijent pada pritiska raste sa smanjenjem temperature sirove nafte i povećanjem protoka, a opada sa povećanjem temperature, Tabela 8.5.

Pri transportu zagrejane nafte treba voditi računa o ponovnom uspostavljanju protoka ukoliko dođe do nepredviđenih zastoja i kvarova. Ako su zastoji u protoku nafte kraći biće lakše da se uspostavi ponovni protok u naftovodu, jer je potreban i manji početni pritisak pumpe.

Na osnovu rezultata istraživanja, Rejnoldsov broj se kreće u opsegu $Re = (25625 - 75000)$, pa je strujanje sirove nafte kroz naftovod (3) turbulentno, obzirom da je $Re > 2320$, Tabela 9.1 do 9.4.

Smanjenjem temperature, povećava se viskoznost sirove nafte a Rejnoldsov broj opada. Pri tome koeficijent trenja (λ) raste, kao i gubici pritiska usled trenja, Slika 9.1 i 9.2. Na Slici 9.2, data je zavisnost (Re, q) za različite vrednosti konstantnih temperatura sirove nafte: 20, 30, 40, 50 $^\circ\text{C}$. Zavisnost koeficijenta trenje i Rejnoldsovog broja (λ, Re) data je empirijskom jednačinom :

Zavisnost (λ, Re) izražena polinomom drugog reda:

$$\lambda = 0.03048641 - 0.0029797609 \cdot 10^{-4} Re + 1.9229189 \cdot 10^{-4} (10^{-4} Re)^2$$

Zavisnost (λ, Re) izražena polinomom prvog reda:

$$\lambda = 0.0262 - 0.00108 \cdot 10^{-4} Re$$

Zavisnost koeficijenta trenja i protoka (λ , q) data polinomom drugog reda:

$$\lambda = 0.028161121 - 0.049104539 q + 0.036265131 q^2$$

Zavisnost koeficijenta trenja i protoka (λ , q) data polinomom prvog reda:

$$\lambda = 0.02716 - 0.03699 q$$

Strujanje kroz naftovod (3), je izotermno. Pri izotermnom transportu sirove nafte ne dolazi do pada temperatura prema kraju cevovoda. Pri tome je viskoznost nafte konstantna u smeru strujanja, pa nema povećanja gubitaka na trenje u poređenju sa gubicima pri neizotermnom transportu zagrejane sirove nafte.

Rezultati istraživanja i njihova analiza za magistralni naftovod (5), (prečnika $D_{ca}=457$ mm, i dužine $l = 91000$ m), pri neizotermnom strujanju sirove nafte:

Ispitivanja su sprovedena pri različitim vrednostima optimalnih polaznih temperatura (t_1) sirove nafte: 20, 30, 40, 50 °C. Za ispitivani opseg protoka $Q = (500 \text{ do } 700) \text{ m}^3/\text{h}$, tj. $q = (0,139 - 0,194) \text{ m}^3/\text{s}$, dobijene su odgovarajuće vrednosti za koeficijent prenosa – prolaza toplote kroz naftovod (k), za različite debljine izolacije cevovoda (s) i date na Slici 10.1 i Tabela 10.3. Tako npr. za debljinu izolacije cevovoda $s = 100$ mm, dobijen je koeficijent prenosa toplote $k = 0,591 \text{ W/m}^2\text{K}$, a za $s = 50$ mm, koeficijent prenosa toplote iznosi $k = 1,031 \text{ W/m}^2\text{K}$.

U slučaju da je naftovod (5) neizolovan tj. $s = 0$ mm, dobija se vrednost za koeficijent prenosa toplote $k = 2,2195 \text{ W/m}^2\text{K}$, korelaciona jednačina 10.1. Koeficijent prenosa toplote kroz naftovod ima dominantan uticaj na brzinu hlađenja nafte u cevovodu. Dominantan uticaj na veličinu koeficijenta prenosa – prolaza toplote kroz naftovod ima debljina izolacije (s).

Rezultati istraživanja su korelisani empirijskom jednačinom koja predstavlja matematički model i prikazuje međusobnu zavisnost datih parametara (k , s):

$$k = 2.2195 - 0.030264 s + 1.408 \cdot 10^{-4} s^2$$

Za opseg protoka 500 do 700 m^3/h (0,139 – 0,194 m^3/s), dobijeni su rezultati koji prikazuju zavisnost promene koeficijenta provođenja toplote (kD_m), od debljine izolacije (s), Slika 10.2, i Tabela 10.3. Tako npr. vrednost koeficijenta provođenja toplote iznosi $kD_m = 0,320 \text{ W/mK}$, za debljinu izolacije naftovoda $s = 100$ mm, dok je za manju debljinu izolacije od $s = 50$ mm, dobijena vrednost za koeficijent provođenja toplote je $kD_m = 0,493 \text{ W/mK}$.

Za neizolovan cevovod – naftovod $s = 0$ mm, dobija se vrednost za koeficijent provođenja toplote $kD_m = 0,975 \text{ W/mK}$, korelaciona jednačina 10.2. Debljina izolacije (s), naftovoda je najuticajniji parametar na koeficijent provođenja toplote (kD_m).

Rezultati istraživanja su korelisani empirijskom tj. eksperimentalnom jednačinom (10.2), tj. matematičkim modelom i prikazuje međusobnu zavisnost datih parametara (kD_m, s):

$$kD_m = 0.975 - 0.012356 s + 5.84 \cdot 10^{-5} s^2$$

Na Slici 10.3. data je zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i protoka (q), za različite vrednosti debljine izolacije (s).

Jednačine zavisnosti koeficijenta prenosa toplote i protoka (k, q), za različite vrednosti debljine izolacije ($s = 25$ do 100 mm), date su sledećim empirijskim formulama:

$$s = 100 \text{ mm}$$

$$k = 0.4703 + 0.77747 q$$

$$s = 75 \text{ mm}$$

$$k = 0.6503 + 0.77747 q$$

$$s = 50 \text{ mm}$$

$$k = 0.9103 + 0.77747 q$$

$$s = 25 \text{ mm}$$

$$k = 1.4403 + 0.77747 q$$

Dominantan uticaj na toplotne gubitke kroz naftovod ima koeficijent prenosa toplote (k). Kod protoka nafte pri startovanju kroz nezagrejani cevovod, dolazi do bržeg hlađenja nafte u odnosu na slučaj stacionarnog protoka u zagrejanom cevovodu.

Zavisnost koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i) i Reynoldsovog broja (Re) prikazana je na Slici 11.1, i u Tabeli 11.1 do 11.4, i empirijskom jednačinom koja daje korelaciju vezu ovih parametara.

Empirijska jednačina zavisnosti koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod i Reynoldsovog broja (α_i, Re), izražena polinomom drugog reda:

$$\alpha_i = 63.13168 + 0.0035 Re - 1.88721 \cdot 10^{-8} Re^2$$

Zavisnosti koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirovine na cevovod i Reynoldsovog broja (α_i, Re), izražena polinomom prvog reda:

$$\alpha_i = 77.12882 + 0.00237 Re$$

Na Slici 11.3, data je zavisnost Nuseltovog (Nu) i Rejnoldsovog broja (Re). Na osnovu rezultata ispitivanja dobijene su fenomenološke jednačine Nuseltovog tipa, koje korelišu rezultate istraživanja, i opisuju prelaz toplote sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda.

Empirijska jednačina zavisnosti Nuseltovog i Rejnoldsovog broja:

$$Nu = 275.09575 + 0.00848 Re$$

Empirijska jednačina prelaza toplote izražena sledećom relacijom:

$$\alpha_i = (275.09575 + 0.00848 Re) \cdot \lambda_n / D_{ci}$$

Pri porastu protoka i Rejnoldsovog broja, dolazi do porasta Nuseltovog broja i koeficijenta prelaza toplote (α_i) i ukupnog koeficijenta prenosa (k). Tako npr. za vrednosti protoka $Q = (560 - 700) \text{ m}^3/\text{h}$, Pri temperaturi zagrevanja sirove nafte $t = 20 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$ Nuseltov broj se kreće u opsegu $Nu = (349 - 705)$, a Rejnoldsov broj u intervalu $Re = (11762 - 50565)$ za dati opseg istraživanja, Slika 11.3 i Tabela 11.1 do 11.4. Obzirom da je $Re > 2320$, strujanje kroz magistralni naftovod (5) je turbulentno. Pri turbulentnom režimu strujanja dobijaju se i veće vrednosti za koeficijent prelaza toplote (α_i) i koeficijent prenosa toplote (k).

Za naftovode – cevovode položene u zemlju, može se odrediti vreme za uspostavljanje stacionarnog toka toplote u širem opsegu, putem upoređivanja Nuseltovih brojeva za stacionarno strujanje i tranzitno stanje.

Prilikom transporta parafinske sirovove nafte neophodno je ispuniti uslove da temperatura sirove nafte na kraju cevovoda bude veća od temperature tečenja. Na optimalnu temperaturu zagrevanja sirove nafte, pre uvođenja u cevovod, utiče sadržaj parafina, temperatura tečenja i konkretni uslovi rada naftovoda. Na osnovu sadržaja parafina i tačke tečenja sirove nafte Tabela 1.1, Tabela 3.2, utvrđene su optimalne polazne temperature sirove nafte, Tabela 5.1.

Nafta sa tačkom tečenja $+8 \text{ }^\circ\text{C}$ i 3% parafina se zagreva na optimalnu početnu temperaturu $t_1 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. Nafta sa tačkom tečenja $18 \text{ }^\circ\text{C}$ i 10,5 % parafina zagreva se na optimalnu početnu temperaturu $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Nafta sa tačkom tečenja $+26 \text{ }^\circ\text{C}$ i 15,3% parafina zagreva se na optimalnu početnu temperaturu $t_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, dok se parafinska nafta sa tačkom tečenja $36 \text{ }^\circ\text{C}$ i 29 % parafina zagreva na optimalnu početnu temperaturu $50 \text{ }^\circ\text{C}$.

Pri maksimalnom kapacitetu transporta $700 \text{ m}^3/\text{h}$ (612 t/h), početne temperature sirove nafte $t_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, dobijena je temperatura nafte na kraju cevovoda $t_2 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$. Na osnovu toga pad temperature na trasi magistralnog naftovoda (5) iznosi $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, Tabela 12.1. i Slika 12.2. i 12.3.

Primenom teorije korelacija na rezultate istraživanja koji su dati u Tabeli 12.1, dobijene su optimalne temperature (t_2) u korelaciji sa dužinom cevovoda (l), za odgovarajuće masene protoke sirove nafte date empirijskim jednačinama:

$$m = 135 \text{ kg/s (486 t/h)}$$

$$t_2 = 39.722 - 0.00013 \cdot l$$

$$m = 146 \text{ kg/s (525 t/h)}$$

$$t_2 = 39.754 - 0.00012 \cdot l$$

$$m = 155 \text{ kg/s (558 t/h)}$$

$$t_2 = 39.782 - 0.00012 \cdot l$$

$$m = 170 \text{ kg/s, (612 t/h)}$$

$$t_2 = 39.822 - 0.00011 \cdot l$$

Pri kapacitetu transporta $G = 612 \text{ t/h}$, temperatura nafte na kraju cevovoda je $t_2 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, Tabela 12.1. Tačka tečenja sirove nafte je $t = 26 \text{ }^\circ\text{C}$, pa je razlika temperature $+4 \text{ }^\circ\text{C}$, tako da neće doći do stinjanja sirove nafte pri maksimalnom kapacitetu transporta, obzirom da je temperatura sirove nafte na kraju cevovoda $t_2 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, veća od temperature tečenja $t = 26 \text{ }^\circ\text{C}$.

Pri kapacitetu transporta $G = 486 \text{ t/h}$, temperatura nafte na kraju cevovoda je $t_2 = 28 \text{ }^\circ\text{C}$, Tabela 12.1. Tačka tečenja parafinske sirove nafte je $t = 26 \text{ }^\circ\text{C}$, pa je razlika u temperaturi $+2 \text{ }^\circ\text{C}$, što znači da neće doći do stinjanja sirove nafte ni pri minimalnom kapacitetu transporta, obzirom da je temperatura sirove nafte na kraju cevovoda $t_2 = 28 \text{ }^\circ\text{C}$, veća od temperature tečenja $t = 26 \text{ }^\circ\text{C}$. Zagrevanjem sirove nafte pre uvođenja u cevovod, postiže se povećanje pouzdanosti transporta.

Za kapacitet transporta $135 \text{ kg/s (486 t/h)}$, vreme transporta iznosi $\tau = 23 \text{ h}$, a kod kapaciteta $170 \text{ kg/s (612 t/h)}$, vreme transporta i hlađenja sirove nafte iznosi $\tau = 18 \text{ h}$. Na osnovu toga brzina hlađenja pri transportu nafte kroz cevovod, pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu transporta iznosi $0,52 - 0,55 \text{ }^\circ\text{C/h}$.

Pri transportu domaće parafinske 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 u cevovodu. Sa uvoznom naftom nije toliko problem. U svakom slučaju neophodno je da poslednji planirani transport u nizu bude sa uvoznom naftom, koja bi istisnula domaću naftu iz cevovoda, koja je eventualno prethodila kao poslednja šarža. Srednja vrednost toplotnih gubitaka iznosi $q_m = 138 \text{ kJ/mh (38 W/m)}$, Tabela 12.2 do 12.5. pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu transporta.

Toplota sa magistralnog naftovoda (5) više temperature, se prenosi na okolno tlo niže temperature. U početku pumpanja, toplotni gubici su veći obzirom 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.

Tako npr. nakon 4,68 h od početka pumpanja – transporta, toplotni gubici iznose 140 kJ/mh, (39 W/m), a nakon 18 h, od početka transporta, toplotni gubici iznose 126 kJ/mh, (35 W/m), Slika 12.1.

Na osnovu istraživanja dobijen je model koji omogućava izračunavanje gubitaka toplote na celoj dužini cevovoda, za različite vremenske intervale tokom transporta nafte:

$$q_m = 150.166311 - 4.63442 \cdot 10^{-4} l + 2.195992 \cdot 10^{-9} l^2$$

Pri transportu domaće parafinske nafte, Tabela 1.1, vreme zastoja nebi trebalo da bude duže od 24 h, jer bi usled stajanja i hlađenja došlo do pojave čvrstih čestica parafina.

Određivanje vremena hlađenja, tj. kada će temperatura zagrejane nafte u podzemnom naftovodu, pasti na temperaturu stinjanja nije jednostavan proces i zavisi od mnogih uticajnih parametara. Neki od tih parametara su: masa zemlje koja okružuje cevovod, temperaturna zona u kojoj je cevovod položen, dubina ukopovanja cevovoda. Na osnovu toga, vreme hlađenja nafte u naftovodu, do temperature stinjanja ima veliko značenje. Znajući brzinu hlađenja sirove nafte u naftovodu, može se unapred odrediti koliki prekid pumpanja može biti, a da za to vreme ne nastupi stinjanje nafte. Temperatura nafte na kraju cevovoda treba da bude viša od temperature topljenja parafina.

Hlađenje zagrejane sirove nafe u opštem slučaju se izvodi do temperature iznad tačke stinjanja. Kad dođe do prekida protoka i hlađenja nafte ispod temperature stinjanja, dolazi do pojave geliranja sirove nafte. Na osnovu toga potrebno je projektovati takve uslove rada naftovoda, da je temperatura nafte na kraju cevovoda iznad temperature tečenja.

Pri transportu sirove nafte veće viskoznosti, potreban je veći pad pritiska i snaga pumpe. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10$ °C i porastom viskoznosti primetno je povećanje snage pumpe za 3 – 4 %, Slika 13.1. Može se zaključiti da je snaga pumpe na 20 °C oko 10 % veća nego na 50 °C, za maksimalni protok kroz cevovod.

Sledeće empirijske jednačine prikazuju zavisnosti optimalne snage pumpe i protoka za opseg polaznih temperatura sirove nafte 20 – 50 °C :

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = -1334.56744 + 18834.61047 q - 35565.44384 q^2$$

$$t = 30 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = -1455.91053 + 19577.99413 q - 36779.81962 q^2$$

$$t = 40 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = -1230.92066 + 16579.7841 q - 28070.28316 q^2$$

$$t = 50 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$N = -777.17381 + 10632.23038 q - 10601.01765 q^2$$

Pri transportu sirove nafte, karakteristika cevovoda se održava približno stalnom, to se postiže zagrevanjem transportovane sirove nafte. 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 i optimalni parametri transporta. Zagrevanjem nafte, smanjuje se viskoznost, kao i gubici pritiska na trenje pri transportu cevima i poboljšavaju se protočna svojstva.

Pri transportu parafinske nafte, na temperaturi ispod tačke stinjavanja, potreban je veći pritisak za pumpanje. Ako je obezbeđeno da se fluid održi u kretanju, neće doći do većih problema niti zastoja.

Na osnovu rezultata ispitivanja data je zavisnost pada pritiska i protoka za magistralni naftovod (5), Slika 13.2. i 13.4. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ i porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za 3 do 4%. Može se zaključiti da je pad pritiska na 20 °C oko 10 % veći nego na 50 °C, za maksimalni protok kroz cevovod. Zagrevanjem sirove nafte pre uvođenja u cevovod, obezbeđuju se optimalni uslovi transporta u pogledu smanjenja pada pritiska i snage pumpe.

Međusobna zavisnost optimalnog pada pritiska usled trenja i protoka Slika 13.2. data je sledećim empirijskim jednačinama:

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = -129.388697 + 1681.503168 q - 4088.029426 q^2$$

$$t = 30 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 18 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = -121.644952 + 1559.277905 q - 3689.472767 q^2$$

$$t = 40 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = -102.0888 + 1315.91002 q - 2994.485768 q^2$$

$$t = 50 \text{ }^\circ\text{C}, \nu = 11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta p = -109.103432 + 1370.240941 q - 3134.069987 q^2$$

Zavisnosti optimalnog pada pritiska usled trenja i masenog protoka Slika 13.3, data je sledećom empirijskom formulom:

$$\Delta p = -123.95127 + 0.4983 G - 3.74261 \cdot 10^{-4} G^2$$

Za magistralni naftovod (5), prečnika $D_{ca} = 457$ mm i dužine $l = 91000$ m, dobijen je pad pritiska u opsegu $\Delta p = (32,97 - 43,00)$ bar, pri kapacitetu transporta $Q = (560 - 700)$ m³/h ($0,155 - 0,194$ m³/s tj. $486 - 612$ t/h), za početnu temperaturu sirove nafte $t_1 = 20$ °C.

Zavisnost gradijenta pada pritiska i masenog protoka data je na Slici 13.5. Gradijent pada pritiska raste sa povećanjem protoka i smanjenjem temperature sirove nafte nizvodno prema kraju cevovoda, Tabela 13.1 do 13.4.

Kod manjih prečnika cevovoda dobijaju se veći padovi pritiska, a time i veća snaga pumpe. Povećanjem snage rastu i troškovi pumpanja. Smanjenjem prečnika cevovoda opadaju troškovi izgradnje cevovoda, ali zbog povećanja pada pritiska, rastu troškovi pumpne stanice.

Na osnovu varijacije protoka u radnom opsegu $500 - 700$ m³/h, dobijeni su prečnici cevovoda i rezultati su dati u Tabeli 13.5. Za maksimalnu vrednost protoka $Q = 700$ m³/h ($q = 0,194$ m³/s), dobijen je optimalni prečnik cevovoda $D = 432$ mm, što odgovara cevovodu $D = 18''$ ($457 / 428$) mm. Na Slici 13.6. data je zavisnost prečnika cevovoda i protoka. Primenom teorije korelacija, metode najmanjih kvadrata na rezultate istraživanja Tabela 13.5, dobijena je empirijska jednačina zavisnosti optimalnog prečnika cevovoda (D) i protoka (q):

$$D = 0.19716 + 1.21297 q$$

Na osnovu rezultata istraživanja, potvrđeno je da je prečnik magistralnog naftovoda (5), spoljašnjeg prečnika 457 mm ($18''$), prema šemi eksperimentalnog postrojenja Slika 5.1, ujedno i optimalni prečnik.

Izborom realnih i optimalnih parametara rada u domenu eksploatacionih karakteristika naftovoda obezbeđuje se viša efikasnost rada naftovoda, Tabela 12.1 – 12.5 i Tabela 13.1 – 13.4.

Za radni opseg protoka $0,155 - 0,194 \text{ m}^3/\text{s}$ ($560 - 700 \text{ m}^3/\text{h}$), brzina strujanja iznosi $1,08 - 1,35 \text{ m/s}$, a Reynoldsov broj se kreće u intervalu $Re = (11762 - 50565)$, pa je strujanje na celokupnoj dužini magistralnog naftovoda (5) turbulentno, obzirom da je $Re > 2320$. Tabele 14.1. do 14.4.

Smanjenjem temperature povećava se viskoznost sirove nafte a Reynoldsov broj opada. Pri tome koeficijent trenja (λ) raste, kao i gubici pritiska usled trenja, Slika 14.1 i 14.2.

Zavisnost koeficijenta trenje i Reynoldsovog broja (λ , Re) data je empirijskom jednačinom:

$$\lambda = 0.035759 - 5.543005 \cdot 10^{-7} Re + 5.323794 \cdot 10^{-12} Re^2$$

Međusobna zavisnost koeficijenta trenja i protoka (λ , q) izražena je sledećom empirijskom formulom:

$$\lambda = 0.03316 - 0.06993 q + 0.09868 q^2$$

Strujanje kroz magistralni naftovod (5) je neizotermno. Pri transportu zagrejane sirove nafte, dolazi do pada temperatura prema kraju cevovoda. Razlika početne i krajnje temperature je $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$. Pri tome se viskoznost nafte povećava u smeru strujanja. Gubici usled trenja rastu u poređenju sa gubicima prilikom transporta zagrejane sirove nafte pri konstantnoj temperaturi.

16. ZAKLJUČAK

U okviru ovog poglavlja dat je generalni zaključak, naučni doprinos disertacije i potrebe za daljim istraživanjima. Analiza i diskusija rezultata istraživanja, kao i zaključci, dati su okviru svakog poglavlja 6 – 14, posebno. Rezultati istraživanja i njihova analiza omogućuju izvođenje sledećih zaključaka:

U poglavlju šest, definisani su glavni uticajni parametri na koeficijent prolaza toplote (k), kroz naftovod (3), prečnika $D_{ca} = 323,9$ mm, dužine $l = 1550$ m, Tabela 5.2. Koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), raste sa porastom Rejnoldsovog broja. Rejnoldsov broj se kreće u opsegu $Re = (25625 - 75000)$ i povećava se sa smanjenjem viskoznosti sirove nafte i porastom temperature. Obzirom da je $Re > 2320$, strujanje kroz naftovod (3) je turbulentno. Porastom protoka i Rejnoldsovog broja, dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i) i ukupnog koeficijenta prenosa toplote (k). Na osnovu toga, pri turbulentnom režimu strujanja dobijaju se i veće vrednosti za koeficijente prenosa toplote.

Zavisnost (α_i , Re) data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$\alpha_i = 153.97666 + 0.00277 Re$$

Dominantan uticaj na veličinu koeficijenta prenosa toplote (k) i koeficijenta provođenja toplote (kD_m), ima debljina izolacije cevovoda (s).

Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije cevovoda (s), data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$k = 1.47275 - 16.714 s + 63.6 s^2$$

Zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije cevovoda (s), data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$kD_m = 0.5845 - 6.288 s + 22.4 s^2$$

Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od protoka (q) za debljinu izolacije cevovoda $s = 100$ mm, data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$k = 0.39094 + 0.30082 q$$

Može se zaključiti da su svi uticajni parametri koji zavise od konstrukcije naftovoda konstante za magistralni naftovod (3), osim koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), Tabela 7.1 do 7.4.

U sedmom poglavlju date su empirijske jednačine prelaza toplote sa transportovane nafte na cevovod i analiza uticajnih parametara za naftovod (3). Dobijene su empirijske jednačine Nuseltovog tipa, koje korelišu rezultate istraživanja. Za naftovode – cevovode, može se odrediti vreme za uspostavljanje stacionarnog toka toplote, putem upoređivanja Nuseltovih brojeva za stacionarno strujanje i tranzitno stanje. Na osnovu rezultata ispitivanja dobijene su empirijske jednačine, koje korelišu rezultate istraživanja i opisuju prelaz toplote sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda.

Empirijska jednačina zavisnosti (Nu , Re):

$$Nu = 383.38339 + 0.00702 Re$$

Empirijska jednačina prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod:

$$\alpha_i = (\lambda_n / D_{ci}) \cdot (383.38339 + 0.00702 Re)$$

U osmom poglavlju definisani su glavni uticajni parametri na snagu pumpe i pad pritiska za naftovod (3). 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. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10$ °C i porastom viskoznosti primetno je povećanje snage pumpe za 3 – 4 %.

Pad pritiska usled gubitaka na trenje, zavisi od protoka, temperature i viskoznosti sirove nafte. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10$ °C i porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za 3 – 4 %.

Pri transportu parafinske nafte, na temperaturi ispod tačke tečenja, potreban je veći pritisak za pumpanje. Ako je obezbeđeno da se fluid (nafta) održi u kretanju, neće doći do većih problema niti zastoja.

Gradijent pada pritiska raste sa smanjenjem temperature sirove nafte i povećanjem protoka, a opada sa povećanjem temperature.

Dobijene su eksperimentalne jednačine međusobnih zavisnosti optimalne snage pumpe i protoka za opseg konstantnih temperatura zagrejane nafte 20 – 50 °C.

Tako npr. za $t = 20$ °C, $\nu = 23 \cdot 10^{-6}$ m²/s, dobijena je sledeća empirijska jednačina:

$$\Delta p = -129.388697 + 1681.503168 q - 4088.029426 q^2$$

Zavisnost optimalnog pada pritiska usled gubitaka na trenje i protoka za $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, data je empirijskom jednačinom:

$$\Delta p = -2.18347 + 62.13309 q$$

Pri transportu zagrejane nafte treba voditi računa o ponovnom uspostavljanju protoka ukoliko dođe do nepredviđenih zastoja i kvarova. Ako su zastoji u protoku nafte kraći biće lakše da se uspostavi ponovni protok u naftovodu, jer je potreban i manji početni pritisak pumpe.

U devetom poglavlju dati su uticajni parametri na koeficijent trenja (λ) za naftovod (3). Strujanje kroz naftovod (3), je izotermno. Rezultati ispitivanja su dati za različite vrednosti konstantnih temperatura sirove nafte: 20, 30, 40, 50 $^\circ\text{C}$. Povećanjem temperature, smanjuje se viskoznost sirove nafte a Rejnoldsov broj raste. Pri tome koeficijent trenja (λ) se smanjuje, kao i gubici pritiska usled trenja.

Zavisnost (λ , Re) predstavljena je sledećom empirijskom jednačinom:

$$\lambda = 0.0262 - 0.00108 \cdot 10^{-4} Re$$

Zavisnost koeficijenta trenja i protoka (λ , q) data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$\lambda = 0.02716 - 0.03699 q$$

Date empirijske jednačine su u dobroj saglasnosti sa teorijskom jednačinom [25], [38]:

$$\lambda = \frac{2D \cdot \Delta p}{\rho \cdot l \cdot V^2}$$

Pri izotermnom transportu zagrejane sirove nafte ne dolazi do pada temperatura prema kraju cevovoda. Pri tome je viskoznost nafte konstantna u smeru strujanja, pa nema povećanja gubitaka na trenje u poređenju sa gubicima pri neizotermnom transportu zagrejane sirove nafte.

U poglavlju deset definisani su glavni uticajni parametri na koeficijent prolaza toplote (k) i koeficijent provođenja toplote (kD_m), kroz magistralni naftovod (5), (prečnika $D_{ca}=457 \text{ mm}$, i dužine $l = 91000 \text{ m}$), Tabela 5.3. Porastom protoka i Rejnoldsovog broja dolazi do porasta koeficijenta prelaza toplote sa sirove nafte na cevovod (α_i) i ukupnog koeficijenta prenosa tj. prolaza toplote (k). Na osnovu toga pri turbulentnom strujanju dobijaju se veće vrednosti za koeficijente prenosa toplote.

Zavisnost (α_i , Re) data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$\alpha_i = 77.12882 + 0.00237 Re$$

Dominantan uticaj na veličinu koeficijenta prolaza toplote (k) i koeficijenta provođenja toplote (kD_m), ima debljina izolacije cevovoda (s).

Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije cevovoda (s) data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$k = 2.2195 - 0.030264 s + 1.408 \cdot 10^{-4} s^2$$

Zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije cevovoda (s), data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$kD_m = 0.975 - 0.012356 s + 5.84 \cdot 10^{-5} s^2$$

Zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k), od protoka (q) za debljinu izolacije cevovoda $s = 100$ mm, data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$k = 0.4703 + 0.77747 q$$

Može se zaključiti da su svi uticajni parametri koji zavise od konstrukcije naftovoda konstante za magistralni naftovod (5), osim koeficijenta prelaza toplote sa cevovoda na okolnu sredinu tj. koeficijenta gubitaka za ukopani naftovod u zemlju (α_a), Tabela 10.5 i koeficijenta prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), Tabela 11.1 do 11.4.

Kod protoka nafte pri startovanju kroz nezagrejani cevovod, dolazi do bržeg hlađenja nafte u odnosu na slučaj stacionarnog protoka u zagrejanom cevovodu. Veličina koeficijenta prenosa toplote (k) ima značajan uticaj na iznos toplotnih gubitaka kroz naftovod.

U poglavlju jedanaest date su empirijske jednačine prelaza toplote sa transportovane nafte na cevovod i analiza uticajnih parametara za magistralni naftovod (5). Dobijene su empirijske jednačine Nuseltovog tipa, koje korelišu rezultate istraživanja i opisuju prelaz toplote sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda.

Pri porastu Rejnoldsovog broja, dolazi do porasta Nuseltovog broja i koeficijenta prelaza toplote (α_i) sa transportovane sirove nafte na cevovod i ukupnog koeficijenta prenosa (k).

Jednačina zavisnosti Nuseltovog i Rejnoldsovog broja izražena je sledećom korelacijom:

$$Nu = 275.09575 + 0.00848 Re$$

Jednačina prelaza toplote izražena je sledećom korelacijom :

$$\alpha_i = (275.09575 + 0.00848 Re) \cdot \lambda_n / D_{ci}$$

Za ukopane naftovode – cevovode u zemlju, može se odrediti vreme za uspostavljanje stacionarnog toka toplote u širem opsegu, putem upoređivanja Nuseltovih brojeva za stacionarno strujanje i tranzitno stanje.

U dvanaestom poglavlju definisani su glavni uticajni parametri na pad temperature duž magistralnog naftovoda (5). Najveći uticaj na veličinu optimalne temperature zagrevanja sirove nafte imaju: fizička svojstva sirove nafte, kapacitet transporta i dužina cevovoda. Sadržaj parafina ima dominantan uticaj na tačku tečenja, Tabela 1.1. Nafta sa većim sadržajem parafina tzv. parafinske nafte imaju i veću temperaturu tečenja.

Na optimalnu temperaturu zagrevanja sirove nafte, pre uvođenja u cevovod, utiče sadržaj parafina, temperatura stinjanja i konkretni uslovi rada naftovoda. Na osnovu sadržaja parafina i tačke tečenja sirove nafte Tabela 1.1, Tabela 3.2, utvrđene su optimalne polazne temperature sirove nafte, Tabela 5.1.

Minimalna potrošnja energije se dobija pri zagrevanju nafte sa nižom tačkom tečenja. Minimalni troškovi grejanja sirove nafte će biti kada se nafta zagreva na optimalnu početnu temperaturu $t_1 = 20$ °C, to su nafte sa tačkom tečenja +8 °C i 3% parafina. Znatno veći troškovi grejanja će biti kada se sirova nafta zagreva na optimalnu početnu temperaturu $t_1 = 40$ °C, to su nafte sa tačkom tečenja +26 °C i 15,3% parafina. Nafta sa tačkom tečenja 18 °C i 10,5 % parafina zagrevaju se na optimalnu početnu temperaturu 30 °C, dok se parafinske nafte sa tačkom tečenja 36 °C i 29 % parafina zagrevaju na optimalnu početnu temperaturu 50 °C, [17], [53].

Pri kapacitetu transporta 560 – 700 m³/h, (486 – 612 t/h), početne temperature sirove nafte $t_1 = 40$ °C, dobijena je temperatura nafte na kraju cevovoda $t_2 = (28 – 30)$ °C. Tačka tečenja parafinske sirove nafte je $t = 26$ °C, pa je razlika temperature 2 – 4 °C, tako da neće doći do stinjanja sirove nafte pri datom kapacitetu transporta sirove nafte. Zagrevanjem sirove nafte pre uvođenja u cevovod, ostvaruje se povećanje nivoa pouzdanosti transporta.

Pri transportu domaće parafinske nafte Vojvodina, Srbija, brzina hlađenja pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu transporta iznosi 0,52 – 0,55 °C/h.

Pri transportu parafinske sirova nafte neophodno je ispuniti uslove da temperatura sirove nafte na kraju cevovoda bude veća od temperature tečenja. Iz tih razloga treba voditi računa o optimalnim uslovima transporta i zagrevanja sirove nafte u zavisnosti od

tačke tečenja. Domaće nafte sa naftnih polja Vojvodina, Srbija su parafinskog tipa imaju relativno visoke temperature tečenja, Tabela 1.1 i 5.1, pa se sirova nafta zagreva pre uvođenja u cevovod, kako bi se parafini održali u tečnom stanju.

Pri transportu domaće parafinske nafte, Tabela 1.1, 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 u cevovodu. Sa uvoznom naftom nije toliki problem. U svakom slučaju neophodno je da poslednji planirani transport u nizu bude sa uvoznom naftom, koja bi istisnula domaću naftu iz cevovoda, koja je eventualno prethodila kao poslednja šarža.

Temperatura (t_2) na kraju naftovoda, u korelaciji sa dužinom cevovoda (l), za odgovarajući maksimalni kapacitet transporta od 612 t/h, data je sledećom empirijskom jednačinom:

$$t_2 = 39.822 - 0.00011 \cdot l$$

Srednja vrednost toplotnih gubitaka iznosi $q_m = 138$ kJ/mh (38 W/m), pri stacionarnom toplotnom i hidrauličkom režimu transporta. Pri transportu nafta se hladi i svoju toplotu predaje okolini sredini. Ovde se radi o protoku toplote između sistema (cevovoda) i okoline (okolnog tla). Toplota sa cevovoda više temperature, se prenosi na okolno tlo niže temperature. U početku pumpanja, toplotni gubici su veći obzirom da je okolna sredina nezagrejana. Kako vreme pumpanja tj. transporta raste, toplotni gubici se smanjuju, zbog zagrevanja tla oko cevovoda i smanjenja razike temperature između cevovoda i okoline.

Toplotni gubici su relativno mali, zbog zagrevanja tla oko naftovoda. Tako npr. nakon 4,68 h od početka pumpanja – transporta, toplotni gubici iznose 140 kJ/mh, (39 W/m), a nakon 18 h, od početka transporta, toplotni gubici iznose 126 kJ/mh, (35 W/m).

Model koji omogućava izračunavanje gubitaka toplote na celoj dužini naftovoda, dat je sledećom eksperimentalnom jednačinom:

$$q_m = 150.166311 - 4.63442 \cdot 10^{-4} l + 2.195992 \cdot 10^{-9} l^2$$

Toplotna snaga grejača (9) za grejanje nafte u rezervoaru (1), Slika 5.1, iznosi $Q_{gr} = 9,30$ MW, pri zagrevanju nafte na temperaturu $t_1 = 40$ °C. Dok su toplotni gubici kroz magistralni naftovod (5), $Q_g = 3,18$ MW. Na osnovu toga energetska efikasnost je $(9,30 - 3,18) / 9,30 = 0,658$. Izborom realnih i optimalnih parametara rada Tabela 12.1 do 12.5, u domenu eksploatacionih karakteristika magistralnog naftovoda (5), obezbeđena je viša efikasnost rada naftovoda.

U trinaestom poglavlju definisani su glavni uticajni parametri na snagu pumpe i pad pritiska za magistralni naftovod (5). Pri transportu sirove nafte veće viskoznosti, potreban je veći pad pritiska i snaga pumpe. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ i porastom viskoznosti primetno je povećanje snage pumpe za 3 – 4 %. Snaga pumpe na $20 \text{ }^\circ\text{C}$ je oko 10 % veća nego na $50 \text{ }^\circ\text{C}$, za maksimalni protok kroz cevovod. Zagrevanjem nafte, smanjuje se viskoznost, kao i gubici pritiska na trenje pri transportu cevima i poboljšavaju se protočna svojstva. Sa smanjenjem temperature za $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ i porastom viskoznosti primetno je povećanje pada pritiska za 3 – 4 %.

Može se zaključiti da je pad pritiska na $20 \text{ }^\circ\text{C}$ oko 10 % veći nego na $50 \text{ }^\circ\text{C}$, za maksimalni protok kroz cevovod. Gradijent pada pritiska raste sa smanjenjem temperature sirove nafte nizvodno prema kraju cevovoda. Zagrevanjem sirove nafte pre uvođenja u cevovod, obezbeđuju se optimalni uslovi transporta u pogledu smanjenja pada pritiska i snage pumpe.

Dobijene su eksperimentalne jednačine (13.2 do 13.5) međusobnih zavisnosti optimalne snage pumpe i protoka za opseg temperature zagrejane nafte $20 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tako npr. za $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, dobijena je sledeća empirijska jednačina:

$$N = -1334.56744 + 18834.61047 q - 35565.44384 q^2$$

Pad pritiska usled gubitaka na trenje dat je empirijskim jednačinama (13.6 do 13.9) za opseg temperature zagrejane nafte $20 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tako npr. za $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $\nu = 23 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, dobijena je sledeća empirijska jednačina:

$$\Delta p = -129.388697 + 1681.503168 q - 4088.029426 q^2$$

Na osnovu rezultata istraživanja dobijena je empirijska jednačina zavisnosti optimalnog prečnika naftovoda – cevovoda (D) i protoka (q):

$$D = 0.19716 + 1.21297 q$$

Kod manjih prečnika cevovoda dobijaju se veći padovi pritiska, a time i veća snaga pumpe. Povećanjem snage rastu i troškovi pumpanja. Smanjenjem prečnika cevovoda opadaju troškovi izgradnje cevovoda, ali zbog povećanja pada pritiska, rastu troškovi pumpne stanice.

Izborom realnih i optimalnih parametara rada Tabela 13.1 – 13.4, u operativnom režimu rada naftovoda (5), obezbeđena je viša efikasnost rada naftovoda.

U poglavlju četrnaest dati su uticajni parametri na koeficijent trenja (λ) za magistralni naftovod (5). Smanjenjem temperature, povećava se viskoznost sirove nafte a

Rejnoldsov broj opada. Pri tome koeficijent trenja (λ) raste, kao i gubici pritiska usled trenja.

Zavisnost koeficijenta trenje i Rejnoldsovog broja (λ , Re) data je empirijskom jednačinom:

$$\lambda = 0.035759 - 5.543005 \cdot 10^{-7} Re + 5.323794 \cdot 10^{-12} Re^2$$

Međusobna zavisnost koeficijenta trenja i protoka (λ , q) izražena je sledećom empirijskom formulom:

$$\lambda = 0.03316 - 0.06993 q + 0.09868 q^2$$

Date empirijske jednačine su u dobroj saglasnosti sa teorijskom jednačinom [25], [38]:

$$\lambda = \frac{2D \cdot \Delta p}{\rho \cdot l \cdot V^2}$$

Pri transportu zagrejane sirove nafte, dolazi do pada početne temperature prema kraju cevovoda. Pri tome se viskoznost nafte povećava u smeru strujanja. Razlika početne i krajnje temperature je $\Delta t = 10$ °C. Gubici usled trenja rastu u poređenju sa gubicima prilikom transporta zagrejane sirove nafte pri konstantnoj temperaturi.

Naučni doprinos istraživanja ogleda se u detaljnoj analizi termičkih i hidrauličkih parametara cevovodnog transporta sirove nafte i rezultatima istraživanja optimalnih radnih parametara na konkretnom naftovodu u realnim uslovima rada. U utvrđivanju matematičkih modela (empirijskih jednačina) između relevantnih termičkih i hidrauličkih parametara transporta i njihovom kvalitativnom i kvantitativnom određivanju i verifikaciji.

Utvrđene su kvalitativne i kvantitativne numeričke vrednosti relevantnih parametara procesa kao što su: koeficijent prenosa toplote kroz naftovod (k), koeficijent provođenja toplote (kD_m), koeficijent prelaza toplote sa transportovane sirove nafte na cevovod (α_i), pad pritiska Δp , snaga pumpe (N), pad temperature sirove nafte na celokupnoj dužini naftovoda (Δt), toplotni gubici naftovoda (q_m) i dr.

Utvrđene su eksperimentalne jednačine (matematički modeli) i međusobne zavisnosti relevantnih parametara procesa: zavisnost koeficijenta prenosa toplote (k) i debljine izolacije cevovoda (s), zavisnost koeficijenta provođenja toplote (kD_m) i debljine izolacije cevovoda (s), eksperimentalne jednačine međusobnih zavisnosti optimalne snage pumpe (N) i protoka (q), empirijske jednačine koje korelišu rezultate istraživanja i opisuju prelaz toplote sa transportovane sirove nafte na zid cevovoda (Nu , Re), empirijske jednačine zavisnosti optimalnog pada pritiska (Δp) i protoka (q), eksperimentalna jednačina međuzavisnosti pada temperature (t) i dužine naftovoda (l),

eksperimentalna jednačina – model koji omogućava izračunavanje gubitaka toplote (q_m) na celoj dužini naftovoda (l), itd.

Rezultati istraživanja ukazuju na mogućnost primene podataka i imaće upotrebnu vrednost, obzirom da se baziraju na proverenim eksperimentalnim podacima dobijenim na realnom postrojenju – naftovodu za transport sirove nafte. Rezultati istraživanja mogu korisno poslužiti projektantima i korisnicima ovakvih i sličnih sistema transporta.

Praktičan značaj istraživanja ogleda se u mogućnosti povećanja efikasnosti i pouzdanosti transporta, izborom predloženih vrednosti optimalnih parametara transporta, čime je potvrđena postavljena hipoteza.

Društveni doprinos doktorske disertacije ogleda se u metodološkom doprinosu u komponenti edukacije po pitanju kompleksne problematike cevovodnog transporta sirove nafte.

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. Svako naftno polje daje naftu određenih karakteristika, gustine i viskoznosti.

Na osnovu datih istraživanja u ovoj disertaciji, a imajući u vidu izvedene zaključke, **buduća istraživanja** mogu biti usmerena na uopštavanje problema transporta sirove nafte cevima i iznalaženje optimalnih radnih parametara i odgovarajućih rešenja za efikasan transport različitih vrsta nafte, različitog kvaliteta.

17. LITERATURA

- [1] Ahmadpour, K. Sadeghy, and S.-R. Maddah-Sadatieh. : The effect of a variable plastic viscosity on the restart problem of pipelines filled with gelled waxy crude oils, *J. Non-Newton. Fluid*, vol. 205, pp. 16–27, 2014.
- [2] Batalović Veselin, Danilović Dušan, Živković Marija : Model čišćenja gasovoda i naftovoda tokom fluida, *Journal of Applied Engineering Science*, 2011, vol. 9, br. 1, str. 237-242.
- [3] Belaid, Emna; Limbourg, Sabine; Mostert, Martine; et al. : Bi-objective road and pipe network design for crude oil transport in the Sfax region in Tunisia, *International Conference on Sustainable Development of Civil, Urban and Transportation Engineering (CUTE) Location: Ho Chi Minh City, Vietnam, Apr. 11-14, 2016, Proceeding, Volume: 142 Pages: 108-115 Published: 2016.*
- [4] Bogner, M., Isailović, M. : *Termotehnička i termoenergetska postrojenja*, Eta, Beograd, 2006.
- [5] Bogner, M. : *Projektovanje termotehničkih i procesnih sistema*, SMEITS, Beograd, 2007.
- [6] Yu, Y. Wang, J. Zhang, X. Liu, Z. Zhang, and K. Wang. : Thermal impact of the products pipeline on the crude oil pipeline laid in one ditch—The effect of pipeline interval, *Int. J. Heat Mass Transfer*, vol. 51, no. 3–4, pp. 597–609, 2008.
- [7] Bogner, M. : *Kompresorska Postrojenja*, Eta, Beograd, 2008.
- [8] Batalović, V.B. (2009) Separacija mešavina gasovito - tečno - čvrsto. *Istraživanja i projektovanja za privredu*, vol. 7, br. 4, str. 13-22.
- [9] Beckman, J.R., Holcomb, J.A. Experimental and theoretical investigation of working emissions from fixed-roof tanks, *Arizona State University-College of Engineering and Applied Sciences-Department of Chemical and Bioengineering, AZ, 8528.*
- [10] Cheng, Qinglin; Pan, Chenlin; Zhao, Yan; et al. :Phenomenological study on heat and mass coupling mechanism of waxy crude oil pipeline transport process, *Journal of Dispersion Science and Technology*, Pages 1276-1284, Published online:15 Feb 2017.
- [11] Chang, C; Nguyen, OD; Ronningsen, HP: Isothermal start-up of pipeline transporting waxy crude oil, *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, Volume: 87 Issue: 2-3 Pages: 127-154 Published: Nov 15, 1999.

- [12] Chang, C., Nguyen, Q.D., Rningsen, H.P. : Isothermal start-up of pipeline transporting waxy crude oil. *J. Non-Newton. Fluid Mech.* 87 (2), 127–154. 1999.
- [13] Davidson, M.R., Nguyen, Q.D., Chang, C., Rningsen, H.P. : A model for restart of a pipeline with compressible gelled waxy crude oil. *J. Non-Newton. Fluid Mech.* 123 (2), 269–280, 2004.
- [14] Danilović Dušan, Karović-Maričić Vesna, Ivezić Dejan, Batalović Veselin, Živković Marija, Leković Branko, Crnogorac Miroslav: Analiza primenjenih grejnih sistema za zagrevanje bušotinskih naftovoda za transport parafinske nafte na poljima naftne industrije Srbije, *Tehnika* 2012, vol. 67, br. 6, str. 919-923.
- [15] Danilović Dušan, Nuri Elmabrouk Elhaddad, Karović-Maričić Vesna, Crnogorac Miroslav: Karakteristike proizvodnje nafte u Libiji sa posebnim osvrtom na naftno polje Amal, *Tehnika* 2013, vol. 68, br. 1, str. 46-50.
- [16] Danilović Dušan, Karović-Maričić Vesna, Batalović Veselin, Ivezić Dejan, Živković Marija: Analiza postojećih domaćih grejnih kablova i razvoj specifičnog za primenu u naftnoj industriji, *Tehnika* 2011, vol. 66, br. 4, str. 606-610.
- [17] Danilović Dušan Š., Karović-Maričić Vesna D., Šećerov-Sokolović Radmila M., Ivezić Dejan D., Živković Marija A. : Laboratorijsko ispitivanje i simulacija procesa taloženja parafina u naftnoj bušotini polja Turija u Vojvodini, *Hemijska industrija* 2011, vol. 65, br. 3, str. 249-256.
- [18] Danilovic, D., Karovic-Maricic, V. (2008) Primena metode podužnog grejanja tubinga u cilju rešavanja problema taloženja parafina u proizvodnji visoko parafinskih nafti. *Tehnika - Rudarstvo, geologija i metalurgija*, 59(3): 1-7.
- [19] Danilović, D. : Stanje i perspektive proizvodnje nafte i gasa u našoj zemlji : Međunarodni simpozijum Energetsko rudarstvo 07, Stanje i perspektive energetskog rudarstva u Srbiji, Vrnjačka Banja, str. 30-35, 2007.
- [20] Danilović, D. : Optimizacija proizvodnje malih naftnih polja primenom modela integralnog upravljanja, Doktorska disertacija, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd, 2001.
- [21] E. Erkut, F. Gzara, Solving the hazmat transport network design problem, *Comput. Oper. Res.* Vol.35, 2008. 2234–2247.
- [22] G.P. Rangaiah, *Multi-Objective Optimization. : Techniques and Applications in Chemical Engineering*, World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., Singapore, 2009.

- [23] Hou Lei; Tang Wenzhi; He Zhen; et al. : Calculation of Energy Efficiency for Crude Oil Transport Station and Equipments, Conference on Energy Strategy and Technology (CEST 2010) Location, Oct 23-24, Pages: 170-173, 2010.
- [24] Hernandez Gayosso, M. J.; Nava, N.; Zavala Olivares, G. : Characterisation and comparison of corrosion products originated in steel pipelines transporting sour gas and crude oil, Corrosion engineering science and technology, Volume: 51 Issue: 8 Pages: 626-634, 2016.
- [25] Hil, R.A., et al. : Hydraulic transport of solids, 1999.
- [26] Hutchins, G. : Method for cleaning water pipe. US Patent 5178648. 1993.
- [27] H. Zhu, X. Yang, J. Li, and N. Li. : Simulation analysis of thermal influential factors on crude oil temperature when double pipelines are laid in one ditch, Adv. Eng. Softw., vol. 65, pp. 23–31, 2013.
- [28] Holman, J.P. : Thermodynamics, Mc-Graw-Hill Book Comp., New York, 1980.
- [29] Holman, J.P. : Heat Transfer, Mc-Graw-Hill Book Comp., New York, 1981.
- [30] Hussain H. Al-Kayiem; Wong Ning; Nassir Dhamin Mokhlif. : Characterisation of paraffinic compositions in crude oils, International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, 2017, Vol.15, No.2.
- [31] Jasna Tolmač, Slavica Prvulović, Dragiša Tolmač, Marija Nedić. : Oil Products And Pumping Stations, VII International Conference Industrial Engineering and Environmental Protection, Proceedings 2017, pp.44-49, ISBN: 978-86-7672-303-4.
- [32] Jovanović, A.P., Stijepović, M.Z., Jovanović, M.B. : Analiza gubitaka isparavanja naftnih derivata na primeru auto pretakališta. Hemijska industrija, 2006, vol. 60, br. 9-10, str. 239-244.
- [33] Jovanović, J.D., Jovanović, M.B., Jovanović, A., Marinović, V.M. : Introduction of cleaner production in the tank farm of the Pancevo Oil Refinery, Serbia. J. Clean. Prod., vol. 18, br. 8, str. 791-798. 2010.
- [34] Jasna Tolmač, Slavica Prvulović, Dragiša Tolmač: Dinamički plan izgradnje bušotinskog cevovoda, Energetske Tehnologije, Br. 3, pp.47-50. 2016.
- [35] Jasna Tolmač, Slavica Prvulović, Dragiša Tolmač: Proizvodnja i prerada sirove nafte, Energetske Tehnologije, Br. 3, pp.39-43. 2016.
- [36] Jasna Tolmač, Slavica Prvulović, Dragiša Tolmač: Tehnologija transporta sirove nafte naftovodima (Technology transport of crude oil pipelines), Energetske Tehnologije, Br. 3, pp.44-46. 2016.

- [37] Juan Hermoso, Francisco J. Martínez-Boza and Crispulo Gallegos. : Modeling Pressure-Viscosity Behavior of Oil-Based Drilling Fluids, *Oil & Gas Science and Technology– Rev. IFP Energies nouvelles* (2017) 72,18.
- [38] Jie Sun, Jiaqiang Jing, Cheng Wu, Fei Xiaoa, Xiaoxuan Luo. : Pipeline transport of heavy crudes as stable foamy oil, *Journal of Industrial and Engineering Chemistry* 44 (2016) 126–135.
- [39] Lambić, M. : Termotehnika sa energetikom, Tehnički fakultet „M. Pupin”, Zrenjanin, 1998.
- [40] L. Kumar, K. Paso, and J. Sjoblomm “Numerical study of flow restart in the pipeline filled with weakly compressible waxy crude oil in non-isothermal condition,” *J. Non-Newton. Fluid*, vol. 223, pp. 9–19, 2015.
- [41] L. Bianco, M. Caramia, S. Giordani, A bilevel flow model for hazmat transportation network design, *Transp. Res. Part C Emerg. Technol.* 17 (2009) 175–196.
- [42] L.R. Lines, D.R. Schmitt, M.L. Batzle, *Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring*, OK, USA, 2010.
- [43] Munson, B.R., Young, D.F., Okiishi, T.H. : *Fundamentals of fluid mechanics*, John Wiley & Sons, 4th Ed. 2002.
- [44] Mak Adams, V.H. : *Prostiranje toplote*, Građevinska knjiga, Beograd, 1969.
- [45] Mihajlović Marina A., Veljašević Ana S., Jovanović Jovan M., Jovanović Mića B. : Kvantifikacija evaporativnih gubitaka nafte i naftnih derivata tokom skladištenja, *Hemijska industrija*, vol. 67, br.1, str. 165-174. 2013.
- [46] Mirko Zelić, Dubravko Petrović: *Razvoj tehnologije proizvodnje, sabiranja i transporta nafte i plina*, Rudarsko-geološko-naftni zbornik, Vol. 2, str. 161-176, Zagreb, 1990.
- [47] Markoski, M. : *Cevni vodovi*, Mašinski fakultet, Beograd, 2009.
- [48] Mičić, R. : *Naftno-gasni kompleksi*, Tehnički fakultet „Mihajlo Pupin“ Zrenjanin.
- [49] M. Meribal, H. Rodriguez, R. Gordillo, *Production Improvement Strategy For Foamy Hamaca Crude Oil*, SPE Thermal Operation and Heavy Oil Symposium, Bakersfield, CA, 1997.
- [50] Milić P. Rajković: *Nafta i prirodni naftni gas*, Novi Sad, 2009.

- [51] Neacsu, Sorin; Trifan, Cornel; Albuiescu, Mihai; et al. : Numerical model of crude oil non-isoterm transport through pipelines, *Revista de Chimie*, Volume: 58 Issue: 10 Pages: 992-995 Published: Oct. 2007.
- [52] N. H. Abdurahman, Y. M. Rosli, N. H. Azhari, and B. A. Hayder, "Pipeline transportation of viscous crudes as concentrated oil-in-water emulsions," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 90–91, pp. 139–144, 2012.
- [53] Prstojević, B. : Cevovodni transport nafte i gasa, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd, 2012.
- [54] "Pravilnik o tehničkim uslovima za nesmetan i bezbedan transport naftovodima i produktovodima", *Službeni glasnik Republike Srbije* 37/2013.
- [55] Prvulović Slavica, Tolmač Dragiša, Josimović Ljubiša, Tolmač Jasna: Remote monitoring and control of pumping stations in the water supply systems, *Facta Universitatis - Mechanical Engineering*, vol. 11, br. 1, str. 113-121. 2013.
- [56] Pasley, H., Clark, C. : Computational fluid dynamics study of flow around floating-roof oil storage tanks. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 86(1): 37-54. 2000.
- [57] Prvulović, S., Tolmač, D. : Transportni Sistemi – zbirka rešenih zadataka, Tehnički fakultet "M. Pupin", Zrenjanin, 2012.
- [58] Rukthong, Wanwisa; Piumsomboon, Pornpote; Weerapakkaron, Wichapun; et al. : Computational Fluid Dynamics Simulation of a Crude Oil Transport Pipeline: Effect of Crude Oil Properties, *Engineering Journal-Thailand*, Vol. 20, Issue: 3 Pages: 145-154, Published: 2016.
- [59] Sviridov, A.N., Vaganov, V.M. : Pipes cleaning. *Vestnik Masinostroenia, Moskva*, No.11, str. 19-21; str. 33-36. 1985.
- [60] Sviridov, A.N. : Pipe cleaning by unstable flow, efficiency and quality. *Vestnik Masinostroenia, Moskva*, No.10, str. 33-36. 1981.
- [61] Sun, Jie; Jing, Jiaqiang; Wu, Cheng; et al. : Pipeline transport of heavy crudes as stable foamy oil, *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, Volume: 44 Pages: 126-135 Published: Dec. 25. 2016.
- [62] Soleša M., Danilović D., *Mehaničke metode eksploatacije nafte i gasa*, Rudarsko geološki fakultet, Beograd 2003.

- [63] Sun, Guangyu; Zhang, Jinjun; Me, Chenbo; et al. : Start-up flow behavior of pipelines transporting waxy crude oil emulsion, *Journal of Petroleum Science and Engineering* Volume: 147 Pages: 746-755, Published: Nov. 2016.
- [64] Shirsendu Banerjee; Sunil Kumar; Ajay Mandal; Tarun Kumar Naiya: Design of novel chemical solvent for treatment of waxy crude, *International Journal of Oil Gas and Coal Technology*, Vol.15, No.4. 2017.
- [65] Sokolović, S.M., Šević, S., Mihajlović, Đ.S. Influence of oil properties on bed coalescence efficiency. *Sep Sci Tech*, 31(15): 2089-2104. 1996.
- [66] Škrbić Biljana: *Transport nafte i gasa*, Tehnološki fakultet, Novi Sad, 2006.
- [67] Šašić, M. : *Transport fluida i čvrstih materijala cevima*, Naučna knjiga, Beograd.
- [68] Šašić, M. : *Proračun transporta fluida i čvrstih materijala cevima*, Naučna knjiga, Beograd, 1976.
- [69] Šećerov-Sokolović Radmila M., Bjelović Zoran V., Sokolović Srđan S. : Uticaj sadržaja čvrstih parafina na reologiju model-nafte, *Hemijska Industrija*, Vol. 60, br. 1-2, str. 10-14. 2006.
- [70] Šešić, B. : *Opšta metodologija*, Naučna knjiga, Beograd, 1980.
- [71] S. Kelesoglu, B. H. Pettersen, and J. Sjoblom: Flow properties of water-in-North Sea heavy crude oil emulsions, *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 100, pp. 14–23, 2012.
- [72] Tanasković, P. : *Transport sirove nafte i gasa I deo* , Rudarsko – geološki fakultet, Beograd, 1998.
- [73] Tanasković, P. : *Transport sirove nafte i gasa II deo* , Rudarsko – geološki fakultet, Beograd, 1998.
- [74] Tolmač, D., Prvulović, S., Tolmač, J. : *Procesni sistemi i postrojenja*, Tehnički fakultet "M. Pupin", Zrenjanin.2014.
- [75] Tolmač, D. : *Projektovanje Tehnoloških Sistema*, Tehnički fakultet "M. Pupin", Zrenjanin, 2008.
- [76] Tolmač, D. : *Mašine i Aparati*, Tehnički fakultet "M. Pupin", Zrenjanin, 2009.
- [77] Tolmač, D. : *Transportni Sistemi*, Tehnički fakultet "M. Pupin", Zrenjanin.2006.

- [78] "Transnafta" Pančevo, Pravila rada transportnog sistema za transport nafte naftovodom, 2010.
- [79] Tolmac, D., Prvulovic, S., Lambic, M., Tolmac, J. : Radovanovic, Lj. : Global Trends on Production and Utilization of Biodiesel, Energy Sources Part B- Economics Planning and Policy Volume: 9 Issue: 2 Pages: 130-139 Published: Apr 3. 2014.
- [80] Tolmač, D., Tolmač, J., Prvulović, S. : Selection of optimal parameters pipeline - criteria, investments in oil pipeline, annual costs, VI International Conference Industrial Engineering And Environmental Protection, October 13-14th, 2016, Zrenjanin, Serbia, ISBN 978-86-7672-293-8.
- [81] Tolmač, J., Tolmač, D. : Optimal parameters pipeline - optimal route selection, selection of optimal pipeline diameter, VI International Conference Industrial Engineering And Environmental Protection, October 13-14th, 2016, Zrenjanin, Serbia, ISBN 978-86-7672-293-8.
- [82] Tolmač, J. :Analiza Razvojnih Mogućnosti u Sektoru Čistih Tehnologija, Energetske Tehnologije, pp.31-37, God. 12. br. 4. 2015.
- [83] Tolmač, J., Tolmac, D., Prvulovic, S., Aleksic, A. : Basic Elements of Crude Oil Pipeline Transport, Vse Rosijskoj Naučno-Tehničkoj Konfreciji: „Problemi Geologiji, Razrobotki i Eksploataciji Mestoroždenij i Transporta Trudnoizvlekaemih Zapasov Ugljevodorodov“, Uhtinskij Gosudarstvenij Tehničkoj Univerzitet, 02-03 Novembar 2017. UHTA.
- [84] Tolmač, J., Prvulović, S., Tolmač D., Nedić, M. : Oil products and pumping stations, VII International Conference Industrial Engineering and Environmental Protection, Proceedings, 2017. pp.44-49, ISBN: 978-86-7672-303-4.
- [85] Tolmač, J., Tolmač, D., Prvulović, S., Nedić, M. : Technologies of raw oil dehydratation, VII International Conference Industrial Engineering and Environmental Protection, Proceedings, 2017. pp.191-195, ISBN: 978-86-7672-303-4.
- [86] Veljašević, A., Savić, M., Jovanović, J., Jovanović, M. : New method for crude oil storage tanks evaporative losses determination: International Conference Innovation as a Function of Engineering Development, Niš, str. 381-386, 2011.
- [87] Vinay, G., Wachs, A., Agassant, J.F. : Numerical simulation of weakly compressible Bingham flows: the restart of pipeline flows of waxy crude oils. J. Non-Newton. Fluid Mech. 136 (2), 93–105, 2006.

- [88] Vinay, G., Wachs, A., Frigaard, I. : Start-up transients and efficient computation of isothermal waxy crude oil flows. *J. Non-Newton. Fluid Mech.* 143 (2), 141–156, 2007.
- [89] Vučković, J. : *Transport nafte i plina cjevovodima*, Zagreb, INA Naftaplin, 1971.
- [90] World Energy Council, *Survey of Energy Resources*, London, 2010.
- [91] W.Y. Xie, X.G. Li, Z.Y. Chen, *Acta Pet. Sin.* 28 (2007) 145.
- [92] X.Q. Yuan, K.L. Wang, J.F. Chen, *Acta Pet. Sin.* 31 (2010) 87.
- [93] Y.C. Xin, X.Y. Dong, J.P. Bian, *Acta Pet. Sin.* 31 (2010) 480.
- [94] Y.J. Ji, L.S. Cheng, Q.C. Liu, *Acta Pet. Sin.* 31 (2010) 602.
- [95] X. Xing, D. Dou, Y. Li, and C. Wu. : Optimizing control parameters for crude pipeline preheating through numerical simulation, *Appl. Therm. Eng.*, vol.51, no. 1–2, pp. 890–898, 2013.
- [96] Željko Andrejić. : *Temelji mehanike fluida*, Rudarsko-Geološki-Naftni Fakultet, Zagreb, 2014.
- [97] Zrelić, M., Petrović, D. : *Razvoj tehnologije proizvodnje, sabiranja i transporta nafte i plina*, Rudarsko-geološko-naftni zbornik, Vol.2, str.161-176, 1990, Rudarsko-geološko-naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu.
- [98] Zoran Ivanović. : *Tehnologija eksploatacije ležišta nafte i gasa, VII deo, Gasna ležišta*, Novi Sad, 1971.
- [99] “Zakon o cevovodnom transportu gasovitih i tečnih ugljovodonika i distribuciji gasovitih ugljovodonika“, *Službeni glasnik Republike Srbije* 104/2009.
- [100] *** (2011-2014) *Istraživanje mogućnosti povećanja energetske efikasnosti korišćenjem energetske potencijala na primeru NIS Naftagasa*. Ministarstvo za nauku i tehnološki razvoj Republike Srbije, TR 33001.

Овај Образац чини саставни део докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта који се брани на Универзитету у Новом Саду. Попуњен Образац укоричити иза текста докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта.

План третмана података

Назив пројекта / истраживања
Оптимизација термичких и хидрауличких параметара транспорта сирове нафте цевима
Назив институције / институција у оквиру којих се спроводи истраживање
а) Универзитет у Новом Саду, Технички факултет "Михајло Пупин", Зрењанин б) Рафинерија нафте, Нови Сад в) Транснафта, Панчево
Назив програма у оквиру ког се реализује истраживање
Истраживање се реализује у оквиру израде докторске дисертације под називом: "Оптимизација термичких и хидрауличких параметара транспорта сирове нафте цевима".
1. Опис података
<p>1.1. Врста студије</p> <p><i>Укратко описати тип студије у оквиру које се подаци прикупљају</i></p> <p>У оквиру докторске дисертације извршена су експериментална и теоријка истраживања термичких и хидрауличких параметара транспорта сирове нафте у реалним условима рада нафтовода. У дисертацији су приказани резултати истраживања радних параметара цевоводног транспорта сирове нафте на конкретном нафтоводу у реалним условима рада. Тип студије је истраживачки, експериментални и развојни.</p> <p>1.2. Врсте података</p> <p><u>а) квантитативни</u> <u>б) квалитативни</u></p> <p>1.3. Начин прикупљања података</p> <p>а) анкете, упитници, тестови б) клиничке процене, медицински записи, електронски здравствени записи в) генотипови: навести врсту _____ г) административни подаци: навести врсту _____ д) узорци ткива: навести врсту _____ ђ) снимци, фотографије: навести врсту; шема експерименталног постројења е) текст, навести врсту _____</p>

ж) мапа, навести врсту _____

з) остало: описати; експериментални подаци мерења протока, притиска, температуре, вискозности

1.4. Формат података, употребљене скале, количина података

1.4.1. Употребљени софтвер и формат датотеке:

а) Excel фајл, датотека _____

б) SPSS фајл, датотека _____

с) PDF фајл, датотека

д) Текст фајл, датотека _____

е) JPG фајл, датотека _____

ф) Остало, датотека _____

1.4.2. Број записа (код квантитативних података)

а) број варијабли : **15**

б) број мерења (испитаника, процена, снимака и сл.) : **50**

1.4.3. Поновљена мерења

а) да

б) не

Уколико је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) временски размак измедју поновљених мера је _____

б) варијабле које се више пута мере односе се на _____

в) нове верзије фајлова који садрже поновљена мерења су именоване као _____

Напомене: _____

Да ли формати и софтвер омогућавају дељење и дугорочну валидност података?

а) Да

б) Не

Ако је одговор не, образложити _____

2. Прикупљање података

2.1. Методологија за прикупљање/генерисање података

2.1.1. У оквиру ког истраживачког нацрта су подаци прикупљени?

а) експеримент, навести тип; мерења на експерименталном постројењу – нафтоводу за транспорт сирове нафте

б) корелационо истраживање, навести тип _____

ц) анализа текста, навести тип _____

д) остало, навести шта _____

2.1.2. *Навести врсте мерних инструмената или стандарде података специфичних за одређену научну дисциплину (ако постоје).*

Инструменти за мерење протока, притиска и температуре, сензори температуре и притиска и микропроцесорски регулатори.

2.2. Квалитет података и стандарди

2.2.1. Третман недостајућих података

а) Да ли матрица садржи недостајуће податке? Да **Не**

Ако је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) Колики је број недостајућих података? _____

б) Да ли се кориснику матрице препоручује замена недостајућих података? Да Не

в) Ако је одговор да, навести сугестије за третман замене недостајућих података

2.2.2. На који начин је контролисан квалитет података? Описати

Квалитет података је контролисан на основу добијених коефицијената корелације између релевантних параметара процеса.

2.2.3. На који начин је извршена контрола уноса података у матрицу?

Након уношења података у табеле, одређене су експерименталне једначине и међусобних зависности параметара процеса.

3. Третман података и пратећа документација

3.1. Третман и чување података

3.1.1. *Подаци ће бити депоновани у _____ репозиторијум.*

3.1.2. *URL адреса _____*

3.1.3. *DOI _____*

3.1.4. *Да ли ће подаци бити у отвореном приступу?*

а) Да

б) Да, али после ембарга који ће трајати до _____

в) **Не**

Ако је одговор не, навести разлог.

Постоји ризик од неовлашћеног преузимања, обраде и објављивања целине или дела прикупљених и обрађених података истраживања.

3.1.5. Подаци неће бити депоновани у репозиторијум, али ће бити чувани.

Образложење

Није успостављена инфраструктура за депоновање. Подаци неће бити у отвореном приступу. Такође, као што је већ напоменуто, постоји ризик од неовлашћеног преузимања и обраде података од стране трећих лица. Подаци су у електронској форми и чувају се на десктоп рачунару одговорног лица.

3.2. Метаподаци и документација података

3.2.1. Који стандард за метаподатке ће бити примењен?

Не примењује се стандард за метаподатке.

3.2.2. Навести метаподатке на основу којих су подаци депоновани у репозиторијум.

Не примењује се стандард за метаподатке.

Ако је потребно, навести методе које се користе за преузимање података, аналитичке и процедуралне информације, њихово кодирање, детаљне описе варијабли, записа итд.

Подаци ће бити доступни истраживачу/има који директно контактира/ју одговорно лице за чување података – власника података.

Додатно, резултатима истраживања може се приступити кроз публикован научни рад:

Jasna Tolmač, Slavica Prvulović, Marija Nedić, Dragiša Tolmač : Analiza Parametara Cevovodnog Transporta Sirove Naftе, **Hemijska Industrija**, Vol. 74, No. 2 (2020), pp. 79-90, ISSN 2217-7426.

3.3. Стратегија и стандарди за чување података

3.3.1. До ког периода ће подаци бити чувани у репозиторијуму? _____

3.3.2. Да ли ће подаци бити депоновани под шифром? Да Не

3.3.3. Да ли ће шифра бити доступна одређеном кругу истраживача? Да Не

3.3.4. Да ли се подаци морају уклонити из отвореног приступа после извесног времена? Да Не

Образложити

4. Безбедност података и заштита поверљивих информација

Овај одељак МОРА бити попуњен ако ваши подаци укључују личне податке који се односе на учеснике у истраживању. За друга истраживања треба такође размотрити заштиту и сигурност података.

4.1. Формални стандарди за сигурност информација/података

Истраживачи који спроводе испитивања с људима морају да се придржавају Закона о заштити података о личности (https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_zastiti_podataka_o_licnosti.html) и одговарајућег институционалног кодекса о академском интегритету.

4.1.2. Да ли је истраживање одобрено од стране етичке комисије? Да Не

Ако је одговор Да, навести датум и назив етичке комисије која је одобрила истраживање

4.1.2. Да ли подаци укључују личне податке учесника у истраживању? Да Не

Ако је одговор да, наведите на који начин сте осигурали поверљивост и сигурност информација везаних за испитанике:

а) Подаци нису у отвореном приступу

б) Подаци су анонимизирани

ц) Остало, навести шта

5. Доступност података

5.1. Подаци ће бити

а) јавно доступни

б) доступни само уском кругу истраживача у одређеној научној области

ц) затворени

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести под којим условима могу да их користе:

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести на који начин могу приступити подацима:

5.4. Навести лиценцу под којом ће прикупљени подаци бити архивирани.

Ауторство – некомерцијално – без прераде. Дозвољава умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.

6. Улоге и одговорност

6.1. *Навести име и презиме и мејл адресу власника (аутора) података*

Јасна Толмач, e-mail: jasnatolmac@yahoo.com

6.2. *Навести име и презиме и мејл адресу особе која одржава матрицу с подацима*

Јасна Толмач, e-mail: jasnatolmac@yahoo.com

6.3. *Навести име и презиме и мејл адресу особе која омогућује приступ подацима другим истраживачима*

Јасна Толмач, e-mail: jasnatolmac@yahoo.com