

УДК 622.691.4

ВПЛИВ РІЗНИЦІ В'ЯЗКОСТІ РІЗНОСОРТНИХ НАФТ НА ЇХ СУМІШОУТВОРЕННЯ ПІД ЧАС ПОСЛІДОВНОГО ПЕРЕКАЧУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИМИ ТРУБОПРОВОДАМИ

Й. В. Якимів

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (342) 72-71-39, e-mail: tzngkaf@rambler.ru*

Проведено аналіз впливу різниці в'язкості нафти на об'єм суміші, що утворюється під час їх послідовного перекачування магістральними трубопроводами. Розрахунки виконано для реальної трубопровідної системи за різних комбінацій включення насосів на станціях для широкого діапазону зміни в'язкості нафти. Розроблено алгоритм визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів за різних значень в'язкості, які використані для розрахунку об'єму суміші. Доведено, що із збільшенням різниці в'язкості нафти об'єм суміші зростає. Інтенсивніше зростання об'єму суміші відбувається за менших значень в'язкості.

Ключові слова: *в'язкість, продуктивність, втрати напору, нафтоперекачувальна станція, об'єм суміші.*

До недавнього часу актуальним було дослідження послідовного перекачування різносортних нафтопродуктів одним і тим же трубопроводом. Недоліком способу послідовного перекачування є утворення суміші в зоні контакту рідин. Основними фізичними процесами, внаслідок яких відбувається сумішоутворення в зоні контакту рідин, є явища конвективної і турбулентної дифузії. Послідовне перекачування здійснюється тільки за турбулентного режиму. В цьому випадку суттєвіший вплив на сумішоутворення має турбулентна дифузія. Питання послідовного перекачування нафтопродуктів достатньо вивчені як за перекачування прямим контактуванням, так і з використанням різного роду роздільників [1,2,3,4]. Для розрахунку об'єму суміші користуються залежностями, отриманими на основі дифузійної теорії змішування, а також емпіричними формулами.

Послідовне перекачування різносортних нафтопродуктів в Україні тепер майже не відбувається, оскільки більшість нафтопродуктопроводів законсервовані або демонтовані. А послідовне перекачування різносортних нафт стає все більше актуальним через різні джерела її надходження в Україну.

Послідовне перекачування різносортних нафт має ту особливість, що за своїми властивостями нафти можуть суттєвіше відрізнятися, ніж різносортні нафтопродукти. Тому виникає проблема додаткового дослі-

дження сумішоутворення при послідовному перекачуванні різносортих нафт.

Метою роботи є аналіз існуючих методик розрахунку об'єму суміші і можливість їх використання для розрахунків процесів змішування різносортих нафт, що в багатьох випадках суттєво відрізняються за в'язкістю.

В основу змішування рідин за їх послідовного перекачування при турбулентному режимі покладений закон Фіка, згідно з яким швидкість дифузії дорівнює

$$V = -D_e \frac{dK}{dx}, \quad (1)$$

де V – швидкість дифузії; D_e – ефективний коефіцієнт змішування рідин; $\frac{dK}{dx}$ – градієнт концентрації.

Об'ємом суміші вважають об'єм нетоварного продукту в трубопроводі, що обмежується граничними концентраціями, які вибираються залежно від запасу якості нафт чи нафтопродуктів, до яких приймається суміш.

Об'єм суміші залежить від діаметра трубопроводу, його довжини, фактичних витрат за перекачування кожної із рідин, в'язкості рідин, що перебувають в контакті під час перекачування та граничних концентрацій, за яких виділяється суміш.

Об'єм суміші згідно з дифузійною теорією змішування розраховується за формулою [3, 4]

$$V_{см} = \frac{V_{mp}}{Pe^{0,5}} 2(z_1 - z_2), \quad (2)$$

де V_{mp} – об'єм порожнини трубопроводу; z_1, z_2 – аргументи інтеграла імовірності, що залежать від граничних концентрацій, за яких виділяється суміш; Pe – дифузійний параметр Пекле.

Об'єм порожнини трубопроводу дорівнює

$$V_{mp} = \frac{\pi D^2}{4} L, \quad (3)$$

де D – внутрішній діаметр трубопроводу; L – загальна довжина трубопроводу.

Для визначення параметра Пекле використовується вираз

$$Pe = \frac{WL}{D_e}, \quad (4)$$

де W – середня швидкість руху середини зони суміш,

$$W = \frac{W_1 + W_2}{2}, \quad (5)$$

W_1, W_2 – середні швидкості руху кожної із рідин, що перебувають в контакті.

Формулу для розрахунку ефективного коефіцієнта змішування вибирають залежно від зони гідравлічного тертя турбулентного режиму. Якщо рух відбувається в зоні гідравлічно гладких труб, то ефективний коефіцієнт змішування може визначатись за формула Асатуряна

$$D_e = 17,4\nu \text{Re}^{2/3}, \quad (6)$$

де ν – кінематична в'язкість середини зони суміші, яка розраховується за формулою Кадмера

$$\nu = \frac{3\nu_1 + \nu_2}{4}, \quad (7)$$

ν_1, ν_2 – кінематичні в'язкості нафт що перебувають в контакті, $\nu_1 < \nu_2$;

Re – число Рейнольдса, з яким рухається середина зони суміші,

$$\text{Re} = \frac{WD}{\nu}. \quad (8)$$

Ефективний коефіцієнт змішування за турбулентного режиму руху в будь-якій зоні часто розраховують за формулою Нечваля-Яблонського

$$D_e = 28,7\nu(\text{Re}\sqrt{\lambda})^{0,755}, \quad (9)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору, що розраховується за відомими формулами гідродинаміки.

Для визначення швидкості руху кожної із рідин слід користуватись значеннями витрати, що відповідають пропускній здатності трубопроводної системи за вибраної схеми включення насосів на станціях.

Для розрахунку пропускної здатності магістрального нафтопроводу використовуються такі початкові дані [4]:

- фізичні властивості нафти;
- температура перекачування нафти;
- довжина, діаметр та різниця геодезичних позначок кінця і початку кожного перегону між нафтоперекачувальними станціями;
- математичні моделі напірних характеристик підпірного і основних насосів, що включаються в роботу на станціях;
- величини максимально допустимих тисків на виході нафтоперекачувальних станцій із умови міцності трубопроводу та мінімально допустимих тисків на вході станцій із умови безкавітаційної роботи насосів.

Визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів проводиться методом послідовних наближень і включає такі блоки розрахунків:

1) Розраховуються фізичні властивості нафти (густина і в'язкість) за температури перекачування.

2) Обчислюються значення максимально допустимих напорів на виході із станцій і мінімально допустимих підпорів на вході у кожен станцію.

3) Задаються першим наближенням пропускної здатності нафтопроводу Q .

4) Виконується гідравлічний розрахунок нафтопроводу для кожного перегону між станціями, в результаті якого визначаються втрати напору із врахуванням різниці геодезичних позначок кінця і початку перегону, за формулою

$$h_i = K\lambda_i \frac{l_i}{D_i^5} Q^2 + \Delta z_i, \quad (10)$$

де K – сталий комплекс величин,

$$K = 1,02 \frac{8}{\pi^2 g}; \quad (11)$$

1,02 – коефіцієнт, що враховує 2 % на втрати напору в місцевих опорах від втрат напору на тертя; g – прискорення вільного падіння; λ_i – коефіцієнт гідравлічного опору для i -го перегону, що визначається за відомими формулами гідродинаміки; l_i і D_i – довжина та внутрішній діаметр i -го перегону між станціями; Q – витрата нафти; Δz_i – різниця геодезичних позначок кінця і початку i -го перегону.

5) Обчислюється напір, що створює підпірний насос на головній НС або початку експлуатаційної ділянки,

$$h_{n_o} = a_n - b_n Q^2, \quad (12)$$

де a_n , b_n – сталі коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики підпірного насоса.

6) Розраховується напори, що створюю насоси, які включаються в роботу на станціях,

$$h_{ji} = a_{ji} - b_{ji} Q^2, \quad (13)$$

де a_{ji} , b_{ji} – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики j -го насоса на i -ій станції

7) Визначається напір, що створюють основні працюючі насоси на головній станції (можлива одночасна робота не більше двох або трьох насосів залежно від марки насосів та обмежень з умови міцності трубопроводу)

$$H_1 = (a_{11} + a_{12} + a_{31} + a_{41}) - (b_{11} + b_{21} + b_{31} + b_{41}) Q^2, \quad (14)$$

де a_{11} , a_{21} , a_{31} , a_{41} , b_{11} , b_{21} , b_{31} , b_{41} – сталі коефіцієнти математичних моделей напірних характеристик основних насосів на першій станції.

8) Розраховується напір на виході головної НС (напір на початку першого перегону)

$$H_{cm_1} = h_{n_0} + H_1. \quad (15)$$

Напір на виході станції порівнюється із максимально допустимим значенням напору із умови міцності трубопроводу H_{max_1} . Якщо $H_{cm_1} > H_{max_1}$, то для подальших розрахунків приймається

$$H_{cm_1} = H_{max_1}.$$

9) Знаходиться величина підпору на вході в першу проміжну станцію (напору наприкінці першого перегону)

$$h_{n_1} = H_{cm_1} - h_1. \quad (16)$$

10) Розраховується перевищення підпору на вході в станцію над мінімально допустимою величиною підпору h_{min_1}

$$\Delta h_1 = h_{n_1} - h_{min_1}. \quad (17)$$

11) Якщо $\Delta h_1 > 0$, то визначається напір, який створюють насоси, що працюють на першій проміжній станції

$$H_2 = (a_{12} + a_{22} + a_{32} + a_{42}) - (b_{12} + b_{22} + b_{32} + b_{42})Q^2, \quad (18)$$

де a_{12} , a_{22} , a_{32} , a_{42} , b_{12} , b_{22} , b_{32} , b_{42} – сталі коефіцієнти математичних моделей напірних характеристик основних насосів на першій станції.

12) Обчислюється напір на виході першої проміжної станції із врахуванням підпору, що передається на цю станцію (напір на початку другого перегону),

$$H_{cm_2} = h_{n_1} + H_2. \quad (19)$$

Якщо $H_{cm_2} > H_{max_2}$, то напір на початку другого перегону приймаємо

$$H_{cm_2} = H_{max_2}$$

і визначаємо величину підпору наприкінці другого перегону

$$h_{n_2} = H_{cm_2} - h_2. \quad (20)$$

13) Знаходиться перевищення підпору на вході в другу станцію над допустимою величиною

$$\Delta h_2 = h_{n_2} - h_{min_2}. \quad (21)$$

Такі розрахунки виконуються для всіх перегонів між станціями.

Якщо для всіх перегонів перевищення підпорів над мінімально допустимим значенням додатні, то збільшуємо продуктивність на величину ΔQ і розрахунки повторюємо, починаючи від пункту 4.

14) Перший перегін, для якого за певного значення продуктивності Q отримано перевищення підпору над мінімально допустимою величиною від'ємне, визначає пропускну здатність всього нафтопроводу або його експлуатаційної ділянки. Це свідчить про те, що за більших значень продуктивності на вході в станцію не забезпечується необхідний підпір і насоси будуть працювати в кавітаційному режимі. Тому пропускну здатністю нафтопроводу вважається продуктивність трохи мен-

ша (передостаннє наближення) від тієї продуктивності, за якої починається кавітаційний режим роботи насосів.

Проведено дослідження залежності об'єму суміші від різниці в'язкостей нафт, що перекачуються послідовно для ділянки реального нафтопроводу діаметром DN 700, на якій експлуатуються головна і дві проміжні нафтоперекачувальні станції. Довжини перегонів між нафтоперекачувальними станціями 63, 85 і 47 км, різниці геодезичних позначок кінця і початку кожного перегону відповідно 49,0, 41,1 та 323,3 м. Розглянута робота ділянки нафтопроводу, коли на станціях включаються один і два насоси НМ-3600-230 з базовим ротором, математична модель напірної характеристики яких $h = 306 - 75Q^2$, та на станціях працюють один і два насоси НМ3600-230 з ротором 0,7 на подачу $2500 \text{ м}^3/\text{год}$ з математичною моделлю напірної характеристики $h = 266 - 89Q^2$. Математична модель напірної характеристики підпірного насоса, встановленого на початку ділянки нафтопроводу, $h_n = 89 - 22Q^2$. Розрахунки виконані для нафти густиною 840 кг/м^3 . Дослідження проведені для нафт з кінематичною в'язкістю нафти меншої в'язкості в діапазоні 5–9 сСт з кроком 1 сСт та нафт, що характеризуються більшою в'язкістю в діапазоні 10–50 сСт з кроком 5 сСт. При розрахунках враховані обмеження на величину максимально допустимого тиску на виході із станцій з умови міцності трубопроводу та мінімально допустимого тиску на вході в проміжні станції із умови безкавітаційної роботи насосів. Розрахунки з визначення об'єму суміші різносортних нафт виконані за дифузійною теорією змішування для граничних концентрацій, якою обмежують суміш, 2–98 %.

Результаті розрахунків з визначення пропускної здатності ділянки нафтопроводу за різних значень в'язкості нафти і різних схем включення насосів на станціях наведені в табл. 1.

Аналіз даних, наведених в табл. 1, свідчить, що із збільшенням в'язкості нафти пропускна здатність ділянки нафтопроводу зменшується. Однакові значення пропускної здатності за в'язкості нафти в діапазоні 10–50 сСт у випадку роботи на станціях двох насосів з базовим ротором і з ротором 0,7 пояснюється тим, що робочий тиск в трубопроводі обмежується величиною максимально допустимого тиску із умови міцності трубопроводу.

Результати розрахунків з визначення об'єму суміші за різних схем включення насосів на станціях і різних поєднаннях різниці в'язкості нафт наведені в табл. 2–5 та ілюструються графіками, зображеними на рис. 1–4.

Аналіз проведених розрахунків та побудованих графіків показує, що із збільшенням різниці в'язкості різносортних нафт, які перекачуються магістральними трубопроводами послідовно, об'єм суміші зростає, при-

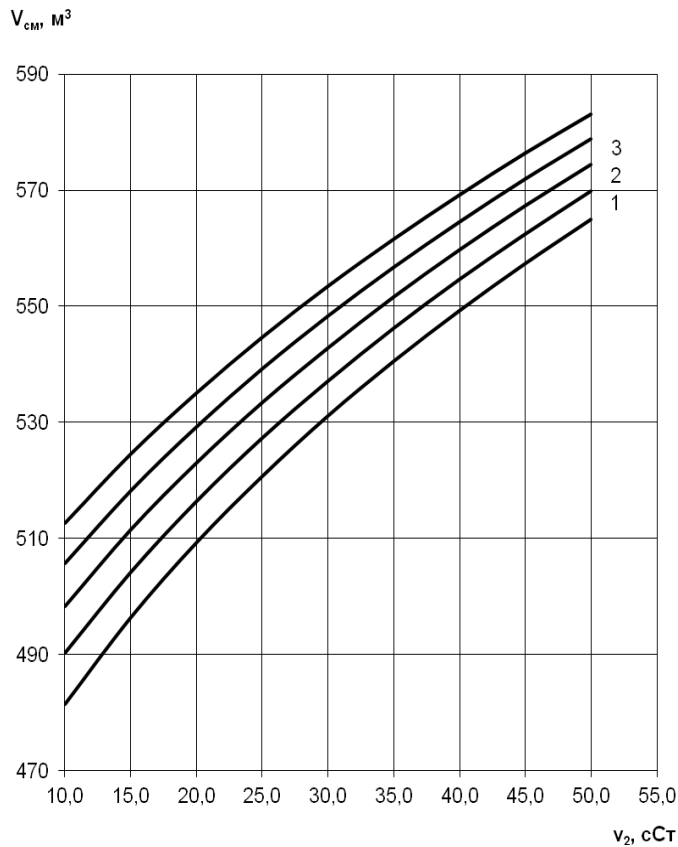
чому за менших значень в'язкості рідин інтенсивність зростання об'єму суміші більша.

Таблиця 1. Пропускна здатність ділянки нафтопроводу

Кінематична в'язкість нафти, сСт	Пропускна здатність ділянки нафтопроводу (м ³ /год) за роботи на станціях:			
	одного насоса з базовим ротором	одного насоса з ротором 0,7	двох насосів з базовими роторами	двох насосів з роторами 0,7
5	2034,0	1761,7	2908,2	2862,8
6	2000,2	1732,3	2853,2	2824,8
7	1971,2	1707,3	2806,8	2792,4
8	1946,0	1685,5	2766,4	2763,8
9	1923,6	1663,1	2730,8	2730,8
10	1901,0	1641,9	2698,8	2698,8
15	1808,1	1562,5	2565,9	2565,9
20	1744,1	1507,7	2462,5	2462,5
25	1695,5	1466,3	2385,3	2385,3
30	1656,7	1432,9	2323,9	2323,9
35	1624,3	1405,4	2273,3	2273,3
40	1596,7	1381,6	2230,4	2230,4
45	1572,5	1361,0	2193,2	2193,2
50	1551,3	1342,8	2160,4	2160,4

Таблиця 2. Об'єм суміші за різних поєднань різниці в'язкості нафт у випадку роботи на станціях одного насоса з базовим ротором

Кінематична в'язкість більш в'язкої нафти, сСт	Об'єм суміші (м ³) за в'язкості менш в'язкої нафти, сСт				
	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
10,0	481,5	490,3	498,3	505,7	512,7
15,0	496,4	504,2	511,5	518,2	524,6
20,0	509,3	516,4	523,0	529,2	535,1
25,0	520,7	527,3	533,4	539,2	544,7
30,0	531,1	537,1	542,8	548,3	553,5
35,0	540,5	546,2	551,6	556,7	561,6
40,0	549,2	554,6	559,7	564,5	569,2
45,0	557,3	562,4	567,3	571,9	576,4
50,0	564,9	569,8	574,4	578,8	583,1

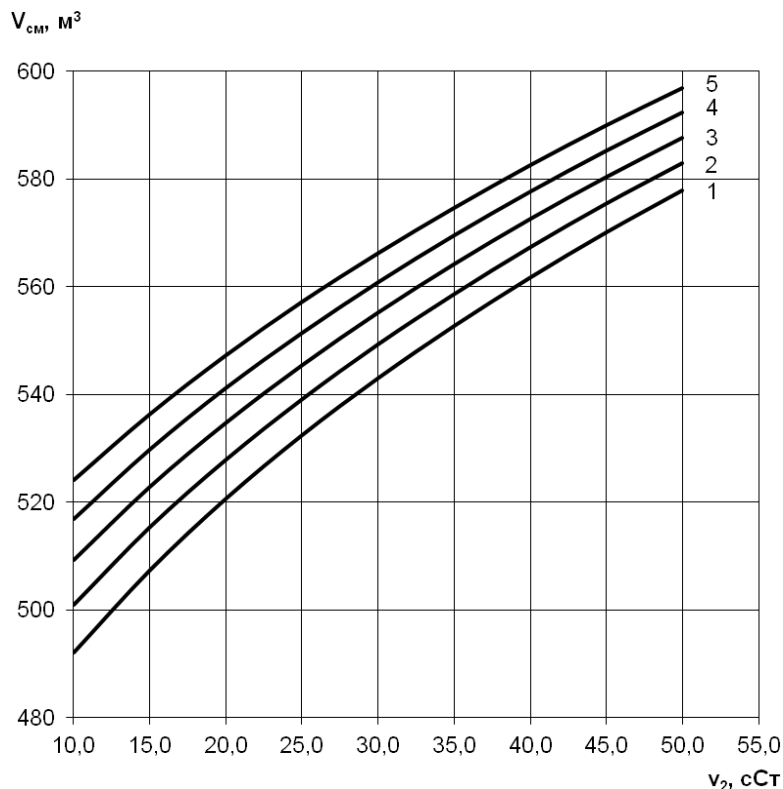


1 – в'язкість нафти меншої в'язкості 5 сСт; 2 – в'язкість нафти меншої в'язкості 6 сСт;
 3 – в'язкість нафти меншої в'язкості 7 сСт; 4 – в'язкість нафти меншої в'язкості 8 сСт;
 5 – в'язкість нафти меншої в'язкості 9 сСт

Рис. 1. Залежність об'єму суміші від в'язкості нафт за роботи на станціях одного насоса з базовим ротором

Таблиця 3. Об'єм суміші за різних поєднань різниці в'язкості нафт у випадку роботи на станціях одного насоса з ротором 0,7

Кінематична в'язкість більш в'язкої нафти, сСт	Об'єм суміші (м^3) за в'язкості менш в'язкої нафти, сСт				
	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
10,0	492,0	501,0	509,2	516,9	524,2
15,0	507,3	515,4	522,8	529,8	536,4
20,0	520,6	527,9	534,7	541,2	547,3
25,0	532,4	539,1	545,4	551,4	557,2
30,0	543,0	549,3	555,2	560,8	566,2
35,0	552,7	558,6	564,2	569,5	574,6
40,0	561,7	567,3	572,6	577,6	582,5
45,0	570,1	575,4	580,4	585,2	589,9
50,0	577,9	582,9	587,7	592,3	596,8

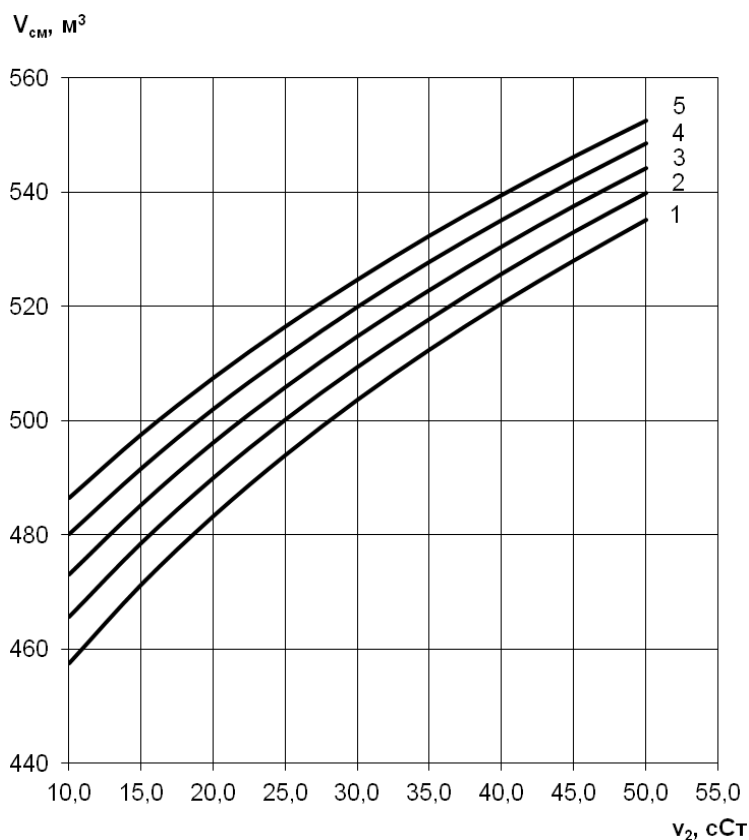


1 – в'язкість нафти меншої в'язкості 5 сСт; 2 – в'язкість нафти меншої в'язкості 6 сСт; 3 – в'язкість нафти меншої в'язкості 7 сСт; 4 – в'язкість нафти меншої в'язкості 8 сСт; 5 – в'язкість нафти меншої в'язкості 9 сСт

Рис. 2. Залежність об'єму суміші від в'язкості нафт за роботи на станціях одного насоса з ротором 0,7

Таблиця 4. Об'єм суміші за різних поєднань різниці в'язкості нафт у випадку роботи на станціях двох насосів з базовим ротором

Кінематична в'язкість більш в'язкої нафти, сСт	Об'єм суміші ($м^3$) за в'язкості менш в'язкої нафти, сСт				
	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
10,0	457,5	465,7	473,1	480,1	486,5
15,0	471,3	478,6	485,3	491,6	497,6
20,0	483,3	490,0	496,2	502,0	507,5
25,0	494,0	500,2	505,9	511,3	516,5
30,0	503,7	509,4	514,8	519,9	524,7
35,0	512,5	517,8	522,9	527,8	532,4
40,0	520,6	525,7	530,5	535,1	539,5
45,0	528,1	533,0	537,6	542,0	546,2
50,0	535,2	539,8	544,2	548,5	552,5

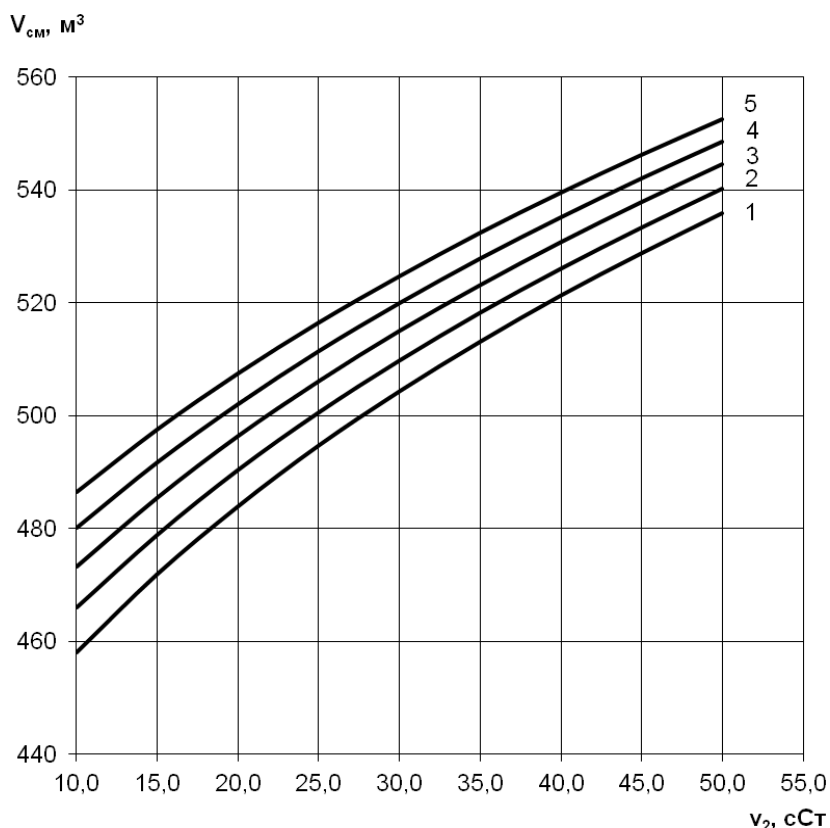


1 – в'язкість нафти меншої в'язкості 5 сСт; 2 – в'язкість нафти меншої в'язкості 6 сСт; 3 – в'язкість нафти меншої в'язкості 7 сСт; 4 – в'язкість нафти меншої в'язкості 8 сСт; 5 – в'язкість нафти меншої в'язкості 9 сСт

Рис. 3. Залежність об'єму суміші від в'язкості нафт за роботи на станціях двох насосів з базовим ротором

Таблиця 5. Об'єм суміші за різних поєднань різниці в'язкості нафт у випадку роботи на станціях двох насосів з ротором 0,7

Кінематична в'язкість більш в'язкої нафти, сСт	Об'єм суміші (м³) за в'язкості менш в'язкої нафти, сСт				
	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
10,0	458,0	466,0	473,3	480,1	486,5
15,0	471,9	478,9	485,5	491,7	497,6
20,0	483,9	490,4	496,4	502,0	507,5
25,0	494,7	500,6	506,1	511,4	516,5
30,0	504,3	509,8	515,0	519,9	524,7
35,0	513,1	518,3	523,1	527,8	532,4
40,0	521,3	526,1	530,7	535,1	539,5
45,0	528,8	533,4	537,8	542,0	546,2
50,0	535,9	540,3	544,5	548,5	552,5



1 – в'язкість нафти меншої в'язкості 5 сСт; 2 – в'язкість нафти меншої в'язкості 6 сСт; 3 – в'язкість нафти меншої в'язкості 7 сСт; 4 – в'язкість нафти меншої в'язкості 8 сСт; 5 – в'язкість нафти меншої в'язкості 9 сСт

Рис. 4. Залежність об'єму суміші від в'язкості нафти за роботи на станціях двох насосів з ротором 0,7

За постійної в'язкості нафти з меншим її значенням із збільшенням в'язкості більш в'язкої рідини об'єм суміші зростає. Спостерігається інтенсивніше зростання об'єму суміші за менших значень більш в'язкої нафти.

За постійної в'язкості нафти з більшим її значенням із збільшенням в'язкості менш в'язкої рідини об'єм суміші також зростає, інтенсивність зростання об'єму більша за менших значень нафти меншої в'язкості.

Наукова новизна результатів досліджень полягає у виявленні залежності об'єму суміші, що утворюється за послідовного перекачування різносортих нафт, які відрізняються широким діапазоном зміни в'язкості, на відміну від послідовного перекачування світлих нафтопродуктів.

Використання запропонованого алгоритму розрахунків дозволяє оцінити об'єм суміші, яка утворюється при послідовному перекачуванні

нафт за будь-якої різниці їх в'язкості, що важливо для правильної організації приймання суміші на кінцевому пункті магістрального нафтопроводу.

Література

1. Нечваль М.В. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М.В.Нечваль, В.Ф.Новоселов, П.И.Тугунов. – М.: Недра, 1976. – 221 с.
2. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов / [М.В.Лурье, В.И.Марон, Л.А.Мацкин и др.]. – М.: Недра, 1979. – 256 с.
3. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. зал.] / М.Д.Середюк, Й.В.Якимів, В.П.Лісафін. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
4. Якимів Й.В. Типові технологічні розрахунки трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів: [навч. посіб. для студ. вищ. навч. зал.] / Й.В.Якимів. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 366 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 20.12.2013 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я.,
д.т.н., професором Говдяком Р.М. (м. Київ)*

THE IMPACT OF THE DIFFERENCE IN OIL VISCOSITY OF OILS ON THEIR MIXING DURING SEQUENTIAL PUMPING IN THE PIPELINES

J. Yakymiv

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska str., 15;
ph. +380 (3422) 72-71-39, e-mail: tzngkaf@rambler.ru*

There has been made the analysis of an impact of difference in oil viscosity on the volume of the mixture that is formed during their sequential pipe-pipe. The calculations are made for a real pipeline system for different combinations of pump inclusion in stations for a wide range of variation of oil viscosity. There has been worked out an algorithm for determining the throughput capacity of oil-trunk pipelines at different oil viscosities used for calculation the volume of the mixture. It is proved that the volume of the mixture increases when the difference of oil viscosity increases. Intensive growth of the mixture volume occurs at low viscosity values.

Key words: *viscosity, efficiency, pressure loss, oil pumping station, volume of the mixture.*