

УДК 622.692.4

## МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ГІДРАВЛІЧНОГО ОПОРУ НАФТОПРОВОДУ ПРИ ВИКОРИСТАННІ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК

Л.Д.Пилунів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166

e-mail: tzgn@ifdtung.if.ua

*Детально рассмотрен механизм действия противотурбулентных присадок, исследовано влияние противотурбулентных присадок на гидравлическое сопротивление и пропускную способность магистрального нефтепровода, предложена аналитическая зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса и концентрации присадки.*

*The DRA's action mechanism is described in detail. An influence of DRA on hydraulic resistance and flow rate of oil pipeline is investigated, an analytic model of friction factor dependence on Reynolds number and DRA concentration is proposed.*

Процес перекачування нафти по магістральному нафтопроводу потребує значних енергозатрат, пов'язаних в першу чергу з живленням електроприводів магістральних насосів. Сумарна потужність енергоустановок головної нафтоперекачувальної станції досягає в деяких випадках 25000 кВт/год. Отже, одним із способів оптимізації процесу перекачування нафти є зменшення енергоспоживання об'єктів трубопроводного транспорту нафти без зниження продуктивності нафтопроводу.

Магістральні насоси, які споживають ліву частку енергоресурсів нафтоперекачувальної станції (НПС), призначені для створення необхідного напору нафти на виході зі станції для подолання втрат напору на тертя, втрат напору в місцевих опорах, різниці геодезичних позначок кінця та початку перегону та для створення необхідного напору в кінці лінійної ділянки. Якщо перегін закінчується головною НПС, то напір в кінці лінійної ділянки використовується для заповнення резервуарів станції, якщо ж перегін закінчується проміжною НПС, то кінцевий тиск призначений для забезпечення безкавітаційної роботи магістральних насосів.

Зменшити питомі енергозатрати на перекачування нафти можна шляхом збільшення продуктивності нафтопроводу. Ріст продуктивності, в свою чергу, обмежений пропускною здатністю нафтопроводу. Збільшити продуктивність нафтопроводу можна шляхом зменшення гідравлічних втрат в трубопроводі.

Одним із способів зменшення втрат напору на тертя в магістральному трубопроводі для перекачування малов'язкої нафти є застосування протитурбулентних присадок. Цим питанням активно почали займатися науковці ще в 70-тих роках минулого століття, але даліше лабораторних дослідів справа на той час не зайшла.

Явище зменшення гідравлічного тертя потоку рідини під дією протитурбулентної присадки називається ефектом Томса. Суть дії присадки полягає в гасінні турбулентних завихрень потоку на місцевих опорах та біля стінок труби.

Присадка складається з хімічних частин, які зменшують чи мінімізують втрати тиску на тертя, викликані турбулізацією в трубопроводі. Присадка не працює в ламінарному режимі, тому що тертя знижується шляхом взаємодії полімерних молекул з турбулентними завихреннями течії нафти чи нафтопродуктів.

Присадка може бути розчином поліальфаолефінів, високомолекулярних сополімерів і в'язких чи ньютонівських рідин, які базуються також на вуглеводнях (ізопентан чи керосин) чи водному розчиннику.

Зменшення втрат тиску на тертя дає змогу оптимізувати режими трубопроводу у кількох напрямках, таких як збільшення витрати в закритій трубопроводній системі при підтриманні режимного тиску, зменшення режимного тиску нафтопроводу при незмінній пропускній здатності чи витраті нафти, зниження енергозатрат і вартості перекачування шляхом відключення насосних станцій вздовж трубопроводної системи. При цьому присадка не впливає на переробні процеси та продукти переробки нафти.

Механізм дії протитурбулентної присадки такий. В турбулентному режимі по перерізу труби є три різні зони течії з точки зору характеру руху [6]. Біля стінки труби є зона ламінарного прошарку. Тут рідина рухається по трубопроводу в типово ламінарному режимі. Зростання швидкості від стінки є лінійною залежністю в часі відстані від стінки і напрямлена паралельно до стінки в напрямі потоку рідини. В цій зоні потоки не змішуються. В самій середині труби є ядро турбулентної зони – найбільша область, в якій рухається більша частина рідини в трубі. Це зона завихрених потоків і хаотичного руху турбулентної течії. Ядро турбулентності міститься в усій течії, де зміни в швидкості є хаотичними і залежать від відстані.

Між ламінарним прошарком і ядром турбулентної зони є буферна зона. Тут зміна швидкості разом з місцезнаходженням є нестационарними. Ця зона є важливою з точки зору формування турбулентності.

Частина ламінарного прошарку інколи буде рухатись до буферної зони. В той момент, коли прошарок увійде в буферну зону, почне завихрення і коливання, рух прискориться до тих пір, поки прошарок не досягне ядра турбулентності. В кінці кінців, прошарок стане нестійким і зруйнується, оскільки він буде кинутий в центр потоку. Таке введення рідини в центр потоку називається "турбулентним вибухом" і створює турбулентність в центрі потоку. Енергія, яка при цьому втрачається в різних напрямках, є причиною втрат тиску та тертя.

Зменшення тертя досягається шляхом взаємодії молекул полімеру присадки з турбулентністю потоку рідини. Полімер взаємодіє з явищами "турбулентного вибуху" або перешкоджає формуванню "турбулентного вибуху" чи хоча б знижує ступінь турбулентності і, як наслідок, знижує тертя і втрати тиску.

Полімери присадки розтягуються в потоці у вигляді так званих "довгих молекул", поглинають енергію в прошарку і, як наслідок, запобігають "турбулентним вибухам". Робота присадки є найбільш ефективною в буферній зоні.

Ефективність присадки виражається в відсотках зменшення тертя

$$\delta_H = \frac{\Delta P_o - \Delta P_p}{\Delta P_o}, \quad (1)$$

де:  $\Delta P_o$  – базові втрати тиску необробленої нафти;

$\Delta P_p$  – втрати тиску обробленої нафти.

Зв'язок між зниженням тертя і відсотком зростання витрати може бути оцінений за формулою (2)

$$\delta_Q = \left( \frac{1}{1 - \delta_H} \right) \cdot 0.556 - 1. \quad (2)$$

Збільшення числа Рейнольдса призводить до зниження тертя. Безрозмірне число Рейнольдса визначає режим руху — ламінарний чи турбулентний і відповідно зону гідравлічного тертя

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \nu}, \quad (3)$$

де:  $Q$  – продуктивність трубопроводу, м<sup>3</sup>/с;

$d$  – внутрішній діаметр трубопроводу, м;

$\nu$  – розрахункова кінематична в'язкість нафти (за даними вимірювання), м<sup>2</sup>/с.

Процес зменшення тертя посилюється при зростанні швидкості витрати нафти, при зменшенні діаметра труби і в'язкості нафти відповідно.

Число Рейнольдса є першим показником, який визначає, чи може присадка працювати в даній течії рідини в трубопроводній системі. Іншими словами, протитурбулентна присадка ефективно буде працювати тільки в турбулентному режимі або при числах Рейнольдса, більших за 2320.

Крім ступеня турбулентності є ряд інших факторів, які можуть впливати на дію присад-

ки. Вміст води, парафіну та вільного газу (в багатозафазному потоці) є деякими з них.

Високомолекулярні сополімери, такі як поліальфаолефіни, що входять до складу протитурбулентних присадок, є чутливими до розриву, тому зниження тертя може бути досягнуто в тому випадку, коли присадка оминає ділянки з високим ступенем руйнувань "довгих молекул" – повороти, частково відкриті засувки і, особливо, насоси. Тому одне із найголовніших правил застосування присадки – завжди вводити її після нагнітальної лінії насосів або після насосних станцій. Якщо необхідно зменшити тертя на всій трубопроводній системі з  $N$  насосними станціями, то присадку необхідно вводити в  $N$  точках, тобто після кожної насосної станції, якщо тільки потік не пропускається повз неї.

На магістральному нафтопроводі Снігурівка-Одеса лімітуючою ділянкою є перегін Снігурівка-Августівка, де продуктивність нафтопроводу обмежена величиною 1760 м<sup>3</sup>/год при діаметрі трубопроводу 720×8 мм. Таке обмеження викликано значною довжиною ділянки, яка становить 231 км. При проектуванні цього нафтопроводу планувалося спорудження проміжної НПС біля села Широколанівка на 108 км. В цьому випадку можна було б досягти значно більшої продуктивності нафтопроводу і таким чином збільшити обсяги експортних поставок нафти.

Як альтернативний варіант збільшення продуктивності американською компанією "Сопосо" було запропоновано введення в потік нафти протитурбулентної присадки LiquidPower<sup>TM</sup> з метою зниження втрат напору на тертя.

Нижче досліджується вплив протитурбулентної присадки на гідравлічний опір зазначеного нафтопроводу. За результатами промислових дослідів та теоретичних досліджень пропонується аналітична залежність коефіцієнта гідравлічного опору від числа Рейнольдса та концентрації присадки.

Вихідним рівнянням для проведення досліджень є рівняння балансу напорів у такому вигляді [1]:

$$H_n = H_{заг}, \quad (4)$$

де:  $H_n$  – напір нафти на початку нафтопроводу (після регуляторів НПС);

$H_{заг}$  – загальні втрати напору в нафтопроводі.

Якщо напір, створений насосами НПС, перевищує максимально допустимий із умови міцності труби

$$H_{НПС} > H_{дон}, \quad (5)$$

то приймаємо

$$H_n = H_{дон}. \quad (6)$$

Якщо напір, створений насосами НПС, менший за максимально допустимий із умови міцності

$$H_n = H_{НПС}, \quad (7)$$

то приймаємо

$$H_n = H_{НПС} , \quad (8)$$

де  $H_{дон}$  – максимально допустимий напір на виході з НПС із умови міцності трубопроводу

$$H_{дон} = \frac{P_{дон}}{\rho \cdot g} , \quad (9)$$

де:  $P_{дон}$  – максимально допустимий тиск нафти на виході з НПС із умови міцності трубопроводу;

$H_{НПС}$  – напір, який створений насосами НПС.

Напір нафти на початку нафтопроводу виражаємо через тиск нафти після регуляторів тиску

$$H_n = \frac{P_{рег}}{\rho \cdot g} , \quad (10)$$

де:  $P_{рег}$  – тиск нафти після регуляторів тиску за даними вимірювання;

$\rho$  – розрахункова густина нафти;

$g$  – прискорення сили тяжіння.

Загальні втрати напору виражаємо через об'ємну витрату нафти в трубопроводі [1]

$$H_{заг} = \chi \cdot \lambda \cdot \frac{Q^2 \cdot L}{d^5} + \Delta Z + h_k , \quad (11)$$

де  $\chi$  – постійний комплекс величин

$$\chi = 1,02 \cdot \frac{8}{\pi^2 \cdot g} , \quad (12)$$

де: 1,02 – коефіцієнт, що враховує втрати напору в місцевих опорах;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;

$L$  – довжина нафтопроводу;

$\Delta Z$  – різниця геодезичних позначок кінця і початку нафтопроводу;

$h_k$  – напір на кінцевому пункті.

Рівняння (4) з врахуванням (7) і (8) набуває вигляду

$$\frac{P_{рег}}{\rho \cdot g} = \chi \cdot \lambda \cdot \frac{Q^2 \cdot L}{d^5} + \Delta Z + h_k . \quad (13)$$

Рівняння (13) дає змогу шляхом обробки статистичних даних режимів роботи нафтопроводу знайти фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору при використанні присадок

$$\lambda_\phi = \frac{\frac{P_{рег. \phi}}{\rho \cdot g} - \Delta Z - h_k}{\chi \cdot \frac{Q_\phi^2 \cdot L}{d^5}} , \quad (14)$$

де:  $P_{рег. \phi}$  – тиск нафти після регуляторів за даними вимірювання;

$Q_\phi$  – витрата нафти в нафтопроводі за даними вимірювання.

Визначимо значення коефіцієнта гідравлічного опору для такої ж витрати нафти у випадку її перекачування без застосування присадки. Для зони гідравлічно гладких труб за формулою Блазіуса маємо

$$\lambda_T = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} . \quad (15)$$

Обчислимо відносне відхилення значень коефіцієнта гідравлічного опору при застосуванні присадок і при традиційній технології перекачування нафти

$$\delta_\lambda = \frac{\lambda_\phi - \lambda_T}{\lambda_T} . \quad (16)$$

Зменшення коефіцієнта гідравлічного опору веде до зменшення втрат напору на тертя, що призводить до збільшення пропускної здатності нафтопроводу.

Оцінимо фактичний вплив протитурбулентної присадки на пропускну здатність нафтопроводу Снігурівка-Одеса, аналізуючи статистичні дані реальних режимів його роботи.

Розрахункова пропускна здатність нафтопроводу може бути знайдена методом послідовних наближень із рівняння балансу напорів (13), яке в даному випадку набуває вигляду

$$H_n = \chi \cdot \lambda \cdot \frac{Q^2 \cdot L}{d^5} + \Delta Z + h_k . \quad (17)$$

Напір, що створюють насоси НПС при послідовній роботі,

$$H_{НПС} = A - B \cdot Q_p^2 , \quad (18)$$

де

$$A = a_n + \sum_{i=1}^r a_i ; \quad (19)$$

$$B = b_n + \sum_{i=1}^r b_i , \quad (20)$$

де:  $a_n, b_n$  – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики підпірного насоса;

$a_i, b_i$  – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики  $i$ -того магістрального насоса;

$r$  – кількість послідовно працюючих магістральних насосів.

Відносне зростання пропускної здатності нафтопроводу при використанні протитурбулентної присадки обчислюємо за формулою

$$\delta_Q = \frac{Q_\phi - Q_T}{Q_T} . \quad (21)$$

Описаний алгоритм реалізований в розробленій програмі за допомогою числових таблиць Microsoft Excel. Приклад результатів досліджень впливу протитурбулентних присадок на пропускну здатність нафтопроводу Снігурівка-Одеса наведено в таблиці 1.

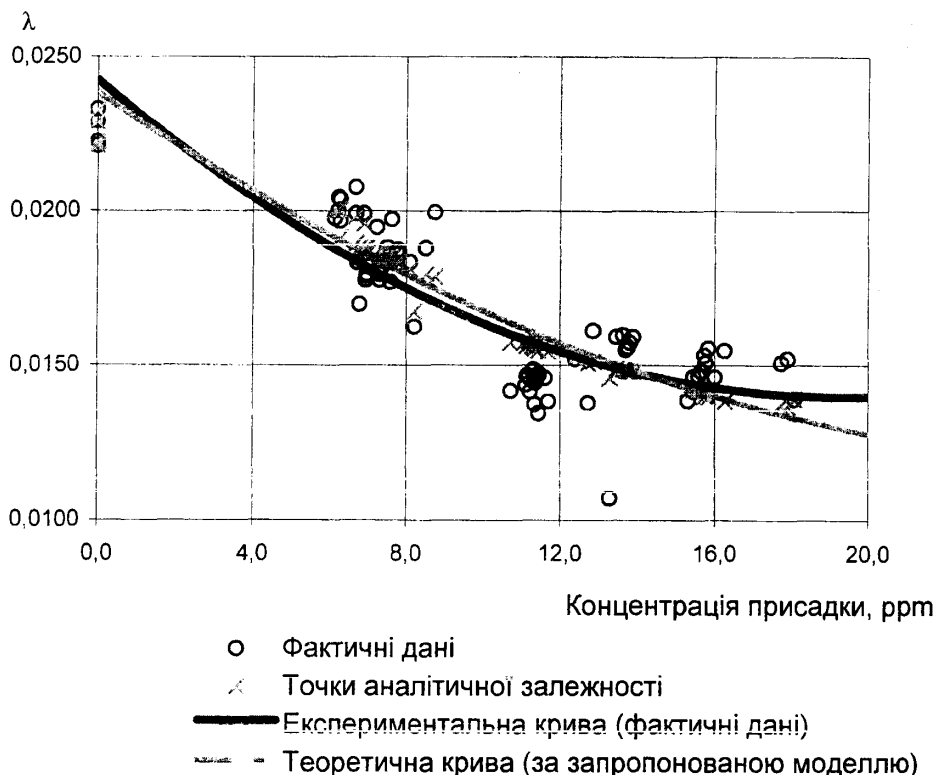
Як вказувалось раніше, рух нафти в магістральному нафтопроводі здебільшого відбувається в зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму. За аналогією з формулою Колбура

Таблиця 1 — Результати обробки статистичних даних роботи НПС Свігурівка та дослідження впливу протитурбулентної присадки на пропускну здатність нафтопроводу

Фактична витрата нафти $Q_{ф, м^3/2год}$	Фактична витрата нафти $Q_{ф, м^3/год}$	Тиск на виході НПС $P_{рез}, бар$	Кінцевий тиск на ділянці $P_{к}, бар$	Густина нафти, $кг/м^3$	В'язкість нафти, $сСт$	Коефіцієнт гідравлічного опору (факт) $\lambda_{ф}$	Число Рейнольдса $Re$	Коефіцієнт гідравлічного опору (теор.) $\lambda_{т}$	Зменшення гідравлічного опору $\delta_{г}, \%$	Витрата присадки, $л/2год$	Пропускна здатність без присадки $Q_{т}, м^3/год$
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13
2756	1378,0	28,7	1	866,3	21,2	0,019729	32655	0,023537	-16,2	21	1312,7
2877	1438,5	28,1	0,9	866,3	21,2	0,017777	34089	0,023285	-23,7	21	1312,7
3097	1548,5	31,1	1	866,1	22,89	0,016984	33986	0,023303	-27,1	21	1299,0
3012	1506,0	31,1	1	866,1	22,89	0,017956	33053	0,023466	-23,5	21	1299,0
3024	1512,0	31,1	1	866,1	22,89	0,017813	33185	0,023442	-24,0	21	1299,0
3027	1513,5	31,1	1	866,1	22,89	0,017778	33218	0,023437	-24,1	21	1299,0
2796	1398,0	28,0	0,8	866,7	20,99	0,018814	33460	0,023394	-19,6	21	1246,4
2820	1410,0	27,8	0,8	866,7	20,99	0,018359	33748	0,023344	-21,4	21	1246,4
2842	1421,0	28,9	1	866,3	21,2	0,018688	33674	0,023357	-20,0	22	1312,7
2823	1411,5	28,5	1,1	866,3	21,2	0,018600	33449	0,023396	-20,5	22	1312,7
3012	1506,0	31,1	1	866,1	22,89	0,017956	33053	0,023466	-23,5	22	1299,0
2999	1499,5	31,2	1	866,1	22,89	0,018172	32911	0,023491	-22,6	22	1299,0
2817	1408,5	28,3	0,8	866,7	20,99	0,018739	33712	0,023350	-19,7	22	1246,4
3034	1517,0	31,1	1	866,1	22,89	0,017696	33295	0,023423	-24,4	23	1299,0
2842	1421,0	28,2	0,8	866,7	20,99	0,018344	34011	0,023299	-21,3	23	1246,4
2818	1409,0	28,4	0,8	866,7	20,99	0,018794	33724	0,023348	-19,5	24	1246,4
2860	1430,0	31,0	0,8	867,6	21,55	0,019947	33337	0,023416	-14,8	25	1309,8
4016	2008,0	49,5	1	867,2	19,82	0,016262	50897	0,021065	-22,8	33	1780,5
4290	2145,0	49,2	1	866,4	21,12	0,014176	51023	0,021052	-32,7	46	1765,8
4216	2108,0	49,2	1	866,4	21,12	0,014678	50143	0,021144	-30,6	47	1765,8

Продовження таблиці 1

Фактична витрата нафти $Q_{\phi}$ , м <sup>3</sup> /год	Концентрація присадки	Збільшення пропускної здатності, %	Коефіцієнт гідравлічного опору (виведений)	Відносна похибка моделі, %	Коефіцієнт гідр. опору (виведений) $\lambda = \frac{1}{(-1,855 \cdot Lg(Re) + 1,85)^2 + 1,5 \cdot 10^6 \cdot k}$	Відносна похибка моделі, %
2	14	16	17	18	19	20
1378,0	7,61974E-06	5,0	1,85E-02	6,188	1,852E-02	6,109
1438,5	7,29927E-06	9,6	1,85E-02	4,169	1,853E-02	4,254
1548,5	6,78076E-06	19,2	1,88E-02	10,704	1,882E-02	10,789
1506,0	6,97211E-06	15,9	1,88E-02	4,721	1,882E-02	4,804
1512,0	6,94444E-06	16,4	1,88E-02	5,557	1,882E-02	5,640
1513,5	6,93756E-06	16,5	1,88E-02	5,766	1,882E-02	5,849
1398,0	7,51073E-06	12,2	1,85E-02	1,790	1,849E-02	1,709
1410,0	7,44681E-06	13,1	1,85E-02	0,656	1,849E-02	0,738
1421,0	7,74103E-06	8,3	1,83E-02	1,878	1,835E-02	1,795
1411,5	7,79313E-06	7,5	1,83E-02	1,430	1,835E-02	1,346
1506,0	7,30412E-06	15,9	1,86E-02	3,746	1,864E-02	3,831
1499,5	7,33578E-06	15,4	1,86E-02	2,507	1,864E-02	2,591
1408,5	7,80973E-06	13,0	1,83E-02	2,353	1,831E-02	2,270
1517,0	7,58075E-06	16,8	1,85E-02	4,309	1,847E-02	4,396
1421,0	8,09289E-06	14,0	1,81E-02	1,188	1,814E-02	1,102
1409,0	8,51668E-06	13,0	1,79E-02	4,504	1,796E-02	4,418
1430,0	8,74126E-06	9,2	1,79E-02	10,371	1,789E-02	10,289
2008,0	8,21713E-06	12,8	1,67E-02	2,963	1,676E-02	3,049
2145,0	1,07226E-05	21,5	1,57E-02	11,051	1,576E-02	11,161
2108,0	1,1148E-05	19,4	1,56E-02	6,503	1,565E-02	6,611



**Рисунок 1 — Залежність коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу від концентрації протитурбулентної присадки**

[2] пропонуємо таку модель для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору при перекачуванні нафти з протитурбулентною присадкою:

$$\lambda_{np} = \frac{1}{(A \cdot Lg(Re) + B)^2 + C \cdot k}, \quad (23)$$

де  $A, B, C, k$  – коефіцієнти математичної моделі, значення яких залежать від режиму руху нафти і концентрації присадки.

Шляхом обробки наявної статистичної інформації з режимних параметрів роботи нафтопроводу Снігурівка-Одеса одержуємо таку формулу для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору при використанні протитурбулентної присадки:

$$\lambda_{np} = \frac{1}{(-1,855 \cdot Lg(Re) + 1,85)^2 + 1,5 \cdot 10^6 \cdot k}. \quad (24)$$

Дана залежність з середньою похибкою 5,6% описує фактичні дані залежності коефіцієнта гідравлічного опору від числа Рейнольдса і концентрації протитурбулентної присадки.

Одержана модель має важливе значення з точки зору розробки можливих режимів роботи та визначення пропускної здатності нафтопроводу з використанням протитурбулентних присадок.

Як видно з рисунка 1, коефіцієнт гідравлічного опору має гіперболічну залежність від концентрації присадки. Іншими словами, при значному збільшенні концентрації коефіцієнт гідравлічного опору прямує до певної величини, нижче якої він вже не може опуститися.

Отже, існує оптимум, коли можна досягти максимального збільшення продуктивності нафтопроводу при мінімально необхідній витраті присадки. Для магістрального нафтопроводу Снігурівка-Одеса – це концентрація 16-17 ppm, при якій коефіцієнт гідравлічного опору досягає мінімальної величини  $1,38 \cdot 10^{-2}$ .

Отже, за результатами обробки статистичної інформації запропонована універсальна аналітична залежність коефіцієнта гідравлічного опору від числа Рейнольдса для різних концентрацій протитурбулентної присадки, що дає змогу проводити розрахунки режимних параметрів нафтопроводу Снігурівка-Одеса при різних схемах включення насосів, різних концентраціях присадки та різних фізичних властивостях нафти і таким чином забезпечити оптимальний режим роботи магістрального нафтопроводу при мінімальних енергозатратах.

### Література

1. Юфин В.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1978. – С.407.
2. Альтшуль А.Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах. – М.-Л., 1963. – С. 256.
3. A chemical method to boost pipeline flow // Petroleum Review. – 1990, V. – Vol.44, N 520. – P.250-251.
4. Снижение потерь энергии при перекачке нефти // Экспресс-информация. Зарубежный опыт. Серия: Транспорт и хранение нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – Вып.10. – С. 1-7.

5. Гареев М.М., Несын Г.В., Манжай В.Н. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления // Нефтяное хоз-во. – 1992. – Вып.10. – С.30-31.

6. DRA increases Indonesia pipeline capacity to allow accelerated field production // Oil & Gas Journal / Sept.30, 2002. – P.82-90.

УДК 622.692.4

## ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ГІДРАВЛІЧНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ

М.Д.Середюк, В.Т.Болонний

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166  
e-mail: tzgn@ifdtung.if.ua

Предложены методика и программа для исследования особенностей гидравлической характеристики неизоотермического нефтепровода при перекачивании жидкостей, обладающих ньютоновскими свойствами.

Methods and software for investigation of non-isothermal oil pipeline's hydraulic performance in the case of pumping of Newtonian liquids are presented.

Гідравлічною характеристикою нафтопроводу називають залежність загальних втрат напору (тиску) від величини витрати нафти. При перекачуванні попередньо підігрітих високов'язких рідин вигляд характеристики неізотермічного нафтопроводу суттєво відрізняється від характеристики традиційного ізотермічного нафтопроводу [1,2,3].

З метою раціонального вибору режимів роботи неізотермічного нафтопроводу, прогнозування параметрів його роботи при сезонних змінах характеристик навколишнього середовища, підвищення надійності експлуатації нафтопроводу шляхом недопущення його "замороження" доцільно розробити методику і програмне забезпечення для розрахунку характеристики неізотермічного нафтопроводу для довільних умов перекачування високов'язких і застигаючих нафт.

Одержано математичну модель гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу, реалізація якої при конкретних геометричних характеристиках трубопроводу, реологічних характеристиках нафти та параметрах навколишнього середовища дасть можливість отримати таблицю або графік залежності загальних втрат напору (тиску) від величини витрати нафти в трубопроводі.

Розглянемо випадок, коли перекачування нафти відбувається у діапазоні температур, що забезпечують з достатньою для практичних розрахунків точністю ньютонівські властивості транспортованої рідини.

Для підземних неізотермічних трубопроводів малого діаметра при виконанні умови

$$\frac{h_o}{D_3} > 2 \quad (1)$$

повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище може бути визначений за формулою

$$K = \frac{2\lambda_{zp}}{D_3 \ln \left( \frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left( \frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (2)$$

де:  $h_o$  – глибина залягання осі трубопроводу;  
 $D_3$  – зовнішній діаметр нафтопроводу;  
 $\lambda_{zp}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Визначаємо значення температури нафти у кінці трубопроводу, яке гарантує транспортнабельні властивості високов'язкої нафти [3]

$$t_{km} = t_{zac} + \Delta t_{pez}, \quad (3)$$

де:  $t_{zac}$  – температура застигання нафти;  
 $\Delta t_{pez}$  – запас для кінцевої температури нафти над температурою застигання, згідно з рекомендаціями [3]  $\Delta t_{pez} = (1-5)^\circ\text{C}$ .

Спочатку приймаємо, що кінцева температура нафти в трубопроводі дорівнює значенню, яке знайдене за формулою (3). Визначаємо значення безрозмірного комплексу за формулою

$$\tau = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}, \quad (4)$$

де:  $t_n$  – температура нафти на початку нафтопроводу;

$t_o$  – температура навколишнього середовища, для підземного трубопроводу це температура ґрунту на глибині укладання труби.

Обчислюємо середню температуру нафти у нафтопроводі за формулами

$$\text{якщо } \tau < 2, \text{ то } t_{cp} = 0,5(t_n + t_k), \quad (5)$$

$$\text{якщо } \tau \geq 2, \text{ то } t_{cp} = t_o + \frac{t_n - t_k}{\ln \tau}. \quad (6)$$