

## СПРОЩЕНИЙ МЕТОД ДІАГНОСТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОГО ДІАМЕТРА НАФТОПРОВОДУ

Г. М. Кривенко, М. П. Возняк, Л. В. Возняк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727116,  
e-mail: vozniaak@tvnet.if.ua

*Наведено особливості експлуатації неізотермічних трубопроводів, зміна температури і тиску яких може призвести до виникнення аварійної ситуації.*

*Описано метод діагностування ефективного діаметра, який базується на теоретичному визначенні гідравлічного нахилу при русі нафти в трубопроводі з використанням формули Лейбензона для визначення втрат напору на тертя по довжині трубопроводу, та порівняння з фактичним гідравлічним нахилом, вичисленим за диспетчерськими даними.*

*Існуючий метод розрахунку пропонується значно спростити. Наведено спрощений метод гідравлічного розрахунку для визначення ефективного діаметра за таких відомих величин: об'ємна витрата, тиски на початку та в кінці трубопроводу, в'язкість нафти за температури перекачування.*

**Ключові слова:** гідравлічний нахил, об'ємна витрата, температура перекачування, тиск, товщина парафінових відкладів.

*Приведены особенности эксплуатации неізотермических трубопроводов, изменение температуры и давления которых может привести к возникновению аварийной ситуации.*

*Описан метод диагностики эффективного диаметра, базирующийся на теоретическом определении гидравлического уклона при течении нефти в трубопроводе с использованием формулы Лейбензона для определения потерь напора на трение по длине трубопровода, и сравнение с фактическим гидравлическим уклоном, вычисленным по диспетчерским данным.*

*Существующий метод расчета предлагается значительно упростить. Приведен упрощенный метод гидравлического расчета для определения эффективного диаметра при помощи следующих величин: объемный расход, давление в начале и в конце трубопровода, вязкость нефти при температуре перекачивания.*

**Ключевые слова:** гидравлический уклон, объемный расход, температура перекачивания, давление, толщина парафиновых отложений.

*The special features of operating nonisothermic pipelines have been given, temperature and pressure changes of which can cause emergency occurrence.*

*The diagnostics method of the most suitable diameter was described which is based on theoretical determination of the hydraulic inclination during oil flowing through the pipeline using Leibenson formula to determine losses of pressure from friction along the pipeline and comparison with the current hydraulic inclination calculated according to control data.*

*The current calculating method is offered to be simplified. The simplified method of hydraulic calculation is given for determining the effective diameter using following values: volume capacity, pressure at the beginning and end of the pipeline, oil viscosity at oil pumping temperature.*

**Key words:** hydraulic inclination, volume flow rate, temperature of pumping-over, pressure, thickness of paraffin sedimentations.

Безперебійне функціонування магістральних нафтопроводів має важливе значення для економіки України. Поки що не існує альтернативної заміни системи магістральних нафтопроводів. Технічний стан сучасних нафтопроводів забезпечує постачання нафти споживачам на внутрішньому та зовнішньому ринках. Нафтотранспортна система України підпорядкована ВАТ «Укртранснафта».

Магістральні нафтопроводи мають довготривалий термін експлуатації. Значна частина їх експлуатується більше тридцяти років. Система нафтозабезпечення складається з нафтопроводів, що відрізняються за терміном експлуатації, для яких використовувалися різні нормативи проектування. Тому і сьогодні є актуальним питання підвищення ефективності та безпечності експлуатації нафтопроводів, особливо неізотермічних.

Спостереження за роботою неізотермічних нафтопроводів Прикарпаття вказує на те, що

при перекачуванні нафти з високим вмістом парафіну розподіл тисків та температур по довжині трубопроводу значно відрізняється від значень цих параметрів, обчислених за теоретичними формулами В.Г. Шухова, Л.С. Лейбензона, В.І. Чернікіна, Дарсі-Вейсбаха та ін. [1, 2, 3]. Тому виникають труднощі з проведенням аналізу безпечної експлуатації таких нафтопроводів. Для аналізу роботи діючого нафтопроводу необхідно оперативно визначити ефективний діаметр нафтопроводу для прогнозування утворення відкладів парафіну на стінках труби.

Нафти Прикарпаття у своєму складі мають значний вміст парафіну. За низьких температур кристали парафіну утворюють ґратку, в комірках якої мобілізується рідка фаза нафти. Оскільки парафін є аморфною речовиною, то з підвищенням температури нафти поступово проходить розм'якшення та розчинення його кристалів у рідкій фазі нафти. Як наслідок, за тем-

ператури вище температури кристалізації парафіну не проявляються такі реологічні властивості: аномальна в'язкість, тиксотропія [4].

Нафта за такої температури є ньютонівською, і в'язкість її значно знижується. Перекачування нафти в трубопроводах в таких умовах можливе з використанням звичайного обладнання. Однак під час руху нафти відбувається її охолодження та виникає необхідність знову її підігрівати до потрібної температури.

Внаслідок цього, що підігріта нафта вистигає під час руху в трубопроводі і її в'язкість зростає в напрямі течії нафти, гідравлічні нахили повинні збільшуватися при зниженні температури нафти. Якщо ж на окремих ділянках характер зміни гідравлічних нахилів інший, то це вказуватиме на накопичення в трубопроводі відкладів парафіну, які нерівномірно розподілені вздовж його довжини.

Більшість магістральних нафтопроводів перекачують високов'язку нафту та нафтопродукти в підігрітому стані. До таких нафтопроводів відноситься нафтопровід Долина-Дрогобич.

Експлуатація нафтопроводів з підігрівом має свої особливості, обумовлених насамперед теплообміном трубопроводів з навколишнім середовищем та суттєвою залежністю реологічних характеристик нафти, що перекачується, від температури.

Технологія перекачування з підігрівом, так зване «гаряче» перекачування, передбачає підтримання температури продукту, що транспортується, у заданому діапазоні. Верхня межа можливої зміни температури визначається обмеженням на стійкість трубопроводу та хімічну стабільність нафти. Окрім цього, підвищення температури вище оптимального рівня призводить до економічно необґрунтованого росту енергетичних затрат.

Мінімальне значення температури транспортованої нафти обмежується небезпекою надмірного підвищення гідравлічного опору, коли відбувається різке зниження пропускної здатності трубопроводу або його повна зупинка.

Таким чином, температура перекачування є важливим чинником, який впливає на ефективність та надійність експлуатації трубопроводів, що транспортують в'язкі підігріті нафти. Цілеспрямована зміна температури нафти дозволяє регулювати завантаження трубопроводу, змінювати режим роботи насосних станцій для забезпечення графіка постачання нафти, мінімальної витрати енергоресурсів та ін.

З іншої сторони, за запланованих змін або випадкових порушеннях, потрібно знати масштаби та особливості зміни температури та тиску для оцінки небезпеки виникнення аварійних ситуацій та вибору ефективних способів управління роботою трубопроводу в таких умовах.

В практиці експлуатації трубопроводів часто виявляються розбіжності між проектними та фактичними параметрами їх роботи. Наприклад, нафтопровід Долина-Дрогобич, запроєктований на тиск 1,9–2 МПа (за проектної тем-

ператури підігріву нафти 60°C) забезпечує задану в проекті продуктивність за тієї ж температури підігріву лише за тиском порядку 3,5–4,0 МПа.

Аналіз та досвід експлуатації роботи «гарячих» нафтопроводів має практичний інтерес, оскільки дозволяє виявити та розв'язати найбільш важливі проблеми, що стоять перед організаціями, зайнятими проектуванням та експлуатацією таких трубопроводів.

В роботах Агапкіна В.М., Арменського Є.С., В'язунова К.Б., Голосовкера В.І., Кришоєїна Б.Л., Новоселова В.Ф., Тугунова П.І. та ін. [2,3,5,6] висвітлено проблеми перекачування високов'язкої парафінової нафти.

Незважаючи на успіхи в дослідженні питань транспортування нафти з підігрівом, все ж виникає ряд труднощів у процесі перекачування такої нафти, а саме питання, який же діаметр прохідного перерізу, які тиски найбільш оптимальні при перекачуванні з огляду на безпечну експлуатацію та ін.

Виходячи з вищевказаного, виникає потреба у більш детальному дослідженні процесів, що стосуються неізотермічних трубопроводів.

Для вирішення даної проблеми потрібно оперувати найбільш інформативними параметрами, а саме: продуктивністю, перепадом тиску, середнім значенням температури перекачування, в'язкістю за заданої температури [7].

Наведемо алгоритм розрахунку ефективного діаметра нафтопроводу, висвітлений у [8].

Як знаходиться ефективний діаметр за використання базової методики покажемо на конкретному прикладі, розглянувши ділянку нафтопроводу довжиною 17,85 км, внутрішній діаметр якої 0,257 м. За даними лабораторних досліджень осередненої проби нафти побудовано графік залежності її в'язкості від температури (рис. 1).

На основі даних про вимірювання рівня нафти в резервуарі, з якого закачувалася нафта в трубопровід, отримано графік залежності кількості нафти від часу перекачування для знаходження витрати нафти за початкової температури перекачування (рис. 2).

Для визначення ефективного діаметра потрібно знайти гідравлічний нахил при русі нафти в трубі за теоретичними залежностями, які використовуються в гідромеханіці, порівняти його з фактичним гідравлічним нахилом, визначеним за даними промислових або диспетчерських вимірювань.

Гідравлічний нахил визначається за такою залежністю

$$i = \Delta_r \lambda \frac{1}{d} \frac{v^2}{2g}, \quad (1)$$

де  $\Delta_r$  - поправка на неізотермічність потоку в радіальному напрямку;

$\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору;

$d$  - діаметр трубопроводу;

$v$  - швидкість руху рідини в трубопроводі.

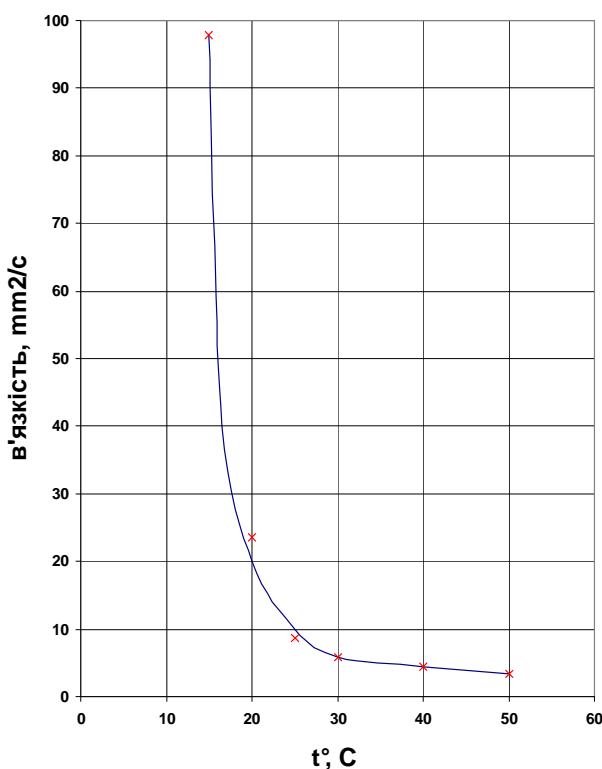


Рисунок 1 – Залежність в'язкості нафти від температури

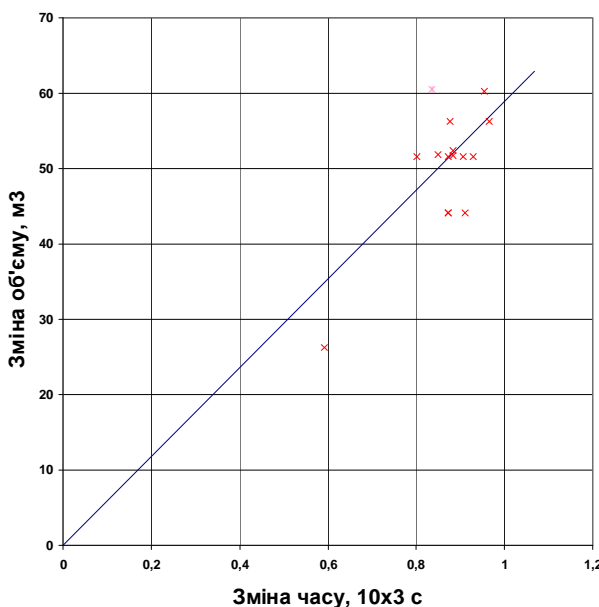


Рисунок 2 – Зміна об'єму відпомпованої з резервуара нафти в часі

Середня швидкість перекачування

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (2)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата.

Середня температура нафти визначається за такою формулою:

$$t_{cp} = 0,5(t_n + t_k), \quad (3)$$

якщо безрозмірний комплекс

$$\tau = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o} \leq 2. \quad (4)$$

Тут:  $t_n$  – початкова температура нафти;

$t_k$  – кінцева температура нафти;

$t_o$  – температура ґрунту.

Якщо  $\tau > 2$ , то середню температуру нафти визнаємо за залежністю

$$t_{cp} = t_o + \frac{t_n - t_k}{\ln \tau}. \quad (5)$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{vd}{\nu}, \quad (6)$$

де  $\nu$  – кінематичний коефіцієнт в'язкості (рис. 1).

Оскільки за турбулентного режимі нафта перекачується в зоні гідравлічно гладких труб, то коефіцієнт гідравлічного опору обчислюється за формулою Блазіуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (7)$$

Густина нафти визначається за такою залежністю:

$$\rho = \rho_{20} - \alpha(t - 20), \quad (8)$$

де  $\rho_{20}$  – густина нафти за температури 20°C;

$\alpha$  – температурна поправка густини нафти

$$\alpha = 1,825 - 0,001315\rho_{20}. \quad (9)$$

Поправка на неізотермічність потоку в радіальному напрямку

$$\Delta_r = \left(\frac{V_{cm}}{V_{nom}}\right)^{0,25}, \quad (10)$$

де  $V_{cm}, V_{nom}$  – в'язкості нафти за середніх температур стінки та потоку.

За даними вимірювань фактичні втрати напору та гідравлічний нахил дорівнюють

$$h_\phi = \frac{\Delta p}{\rho \cdot g} + \Delta z, \quad (11)$$

$$i = \frac{h_\phi}{l}, \quad (12)$$

де  $l$  – довжина ділянки трубопроводу.

З формули Лейбензона маємо

$$\frac{i_\phi}{i} = \left(\frac{d}{d_{ef}}\right)^{5-m}, \quad (13)$$

де  $d_{ef}$  – ефективний діаметр трубопроводу.

Оскільки режим течії турбулентний в зоні гідравлічно гладких труб, то  $m=0,25$ .

Звідти визначається ефективний діаметр нафтопроводу.

Тоді товщина відкладів парафіну

$$\delta = \frac{d - d_{ef}}{2}. \quad (14)$$

Наведемо розрахунки параметрів перекачування, що необхідні для аналізу режимів роботи нафтопроводу.

Згідно з рисунком 2 об'ємна витрата нафти на початку трубопроводу за температури  $t = 52,3^{\circ}\text{C}$  складає  $Q = 0,059 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Визначимо режим течії рідини в трубопроводі. Для цього знайдемо значення в'язкості нафти, за якої турбулентна течія переходить в ламінарну, тобто це значення в'язкості, за якої число Рейнольдса дорівнює 2320.

$$v_{кр} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \text{Re}_{кр}}, \quad (15)$$

$$v_{кр} = \frac{4 \cdot 0,059}{3,14 \cdot 0,257 \cdot 2320} = 0,000126 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Оскільки за найбільш низької температури нафти її в'язкість менша критичної (рис. 2), то режим перекачування нафти турбулентний на всіх ділянках нафтопроводу, де проводилися вимірювання.

Безрозмірний комплекс

$$\tau = \frac{52,3 - 11,5}{31,4 - 11,5} = 2,05.$$

Оскільки  $\tau > 2$ , то середню температуру нафти визначимо за залежністю (5)

$$t_{cp} = 11,5 + \frac{52,3 - 31,4}{\ln 2,05} = 40,6^{\circ}\text{C}.$$

В'язкість нафти за середньої температури дорівнює  $4,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  (рис. 1).

Густину нафти визначаємо за залежністю (8), а температурна поправка густини нафти за формулою (9).

Густина нафти за температури  $20^{\circ}\text{C}$  дорівнює  $841 \text{ кг}/\text{м}^3$ , температурна поправка

$$\alpha = 1,825 - 0,001315 \cdot 841 = 0,719 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}).$$

Густина нафти за середньої температури перекачування

$$\rho = 841 - 0,719 \cdot (40,6 - 20) = 826 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Густина нафти за початкової температури ( $\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}$ )

$$\rho = 841 - 0,719 \cdot (52,3 - 20) = 817,8 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Об'ємна витрата нафти за середньої температури

$$Q = Q_n \frac{\rho_n}{\rho}; \quad (16)$$

$$Q = 0,059 \frac{817,8}{826} = 0,0584 \text{ м}^3/\text{с}.$$

За формулою (2) визначаємо середню швидкість перекачування

$$v = \frac{4 \cdot 0,0584}{3,14 \cdot 0,257^2} = 1,126 \text{ м}/\text{с}.$$

Режим течії обчислюємо за визначимо за залежністю (6).

$$\text{Re} = \frac{1,126 \cdot 0,257}{4,6 \cdot 10^{-6}} = 62909 \text{ – режим течії}$$

турбулентний.

Коефіцієнт гідравлічного опору при турбулентному режимі, зона гідравлічно гладких труб

$$\lambda = \frac{0,3164}{62909^{0,25}} = 0,01998.$$

Поправку на неізотермічність потоку в радіальному напрямку визначаємо за (10).

Середня температура потоку за даними вимірювання складає  $41,8^{\circ}\text{C}$ , а середня температура стінки труби –  $40^{\circ}\text{C}$ . Згідно рисунка 1  $v_{cm} = 4,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $v_{nom} = 4,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

$$\text{Отже, } \Delta_r = \left(\frac{4,4}{4,1}\right)^{0,25} = 1,02.$$

Визначаємо середній гідравлічний нахил і втрати напору на тертя на ділянці без урахування втрат напору в місцевих опорах

$$i = 1,02 \cdot 0,01998 \frac{1,126^2}{0,257 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,00512.$$

Втрати напору на тертя згідно (12) дорівнюють

$$h = 0,00512 \cdot 17850 = 91,5 \text{ м}.$$

З урахуванням втрат напору в місцевих опорах (2% від втрат напору на тертя по довжині трубопроводу) сумарні втрати складають  $93,5 \text{ м}$ .

Порівняємо знайдене значення гідравлічного нахилу та втрат напору з заміряними величинами.

За даними вимірювань фактичні втрати напору та гідравлічний нахил визначаємо за залежністю (11).

$$h_{\phi} = \frac{(41,8 - 27,2) \cdot 9,81 \cdot 10^4}{826 \cdot 9,81} + 14,4 = 191,2 \text{ м}.$$

Вимірянні втрати напору більші від розрахункових на  $191,2 - 91,5 = 99,7 \text{ м}$

Вимірне значення гідравлічного нахилу складає  $0,0107$ .

Таке відхилення можна пояснити лише тим, що на внутрішній поверхні стінок трубопроводу є шар парафіну, який зменшує живий переріз нафтопроводу, внаслідок чого збільшується його гідравлічний опір.

Враховуючи, що товщина парафінових відкладів розподілена рівномірно по довжині ділянки, знайдемо середній діаметр прохідного перерізу нафтопроводу та середню товщину шару парафіну на даній ділянці.

З формули (13) маємо

$$\frac{d}{d_{ef}} = \left(\frac{i_{\phi}}{i}\right)^{1/4,75} = \left(\frac{0,0107}{0,00512}\right)^{1/4,75} = 1,167.$$

Отже, ефективний діаметр на ділянці складає

$$d_{ef} = \frac{0,257}{1,167} = 0,220 \text{ м}.$$

Товщина шару парафіну дорівнює

$$\delta = \frac{0,257 - 0,220}{2} = 0,0185 \text{ м.}$$

Оскільки проведення промислових вимірювань є трудомісткою процедурою, можна використовувати диспетчерські дані для діагностування стану трубопроводу, а саме: визначення ефективного діаметра. Це можливо лише за допомогою спрощених гідравлічних розрахунків, які широко використовуються у світовій практиці.

Стаття присвячена пошуку конкретних розв'язків даної проблеми з метою спрощення розрахунків знаходження ефективного діаметра нафтопроводу та товщини парафінових відкладів. Об'єктом дослідження є неізотермічний нафтопровід.

Наведемо спрощений метод гідравлічного розрахунку для визначення ефективного діаметра за таких параметрів: об'ємна витрата, тиски на початку та в кінці трубопроводу, в'язкість нафти за температури перекачування.

Для досягнення мети виразимо безрозмірний параметр [9]

$$\beta = \sqrt{\lambda \text{Re}^5} \quad (17)$$

через найбільш інформативні параметри перекачування нафти.

Для цього визначимо втрати тиску на тертя по довжині трубопроводу, використавши формулу Дарсі-Вейсбаха, виразивши в ній швидкість руху нафти через витрату. Помножимо чисельник та знаменник даного виразу на  $\text{Re}^5$ .

Враховуючи, що число Рейнольдса  $\text{Re} = \frac{4Q}{\pi d v}$ , динамічна в'язкість  $\mu = \nu \rho$ , отримаємо:

$$\Delta p = \rho g h_f = \frac{8 \rho \lambda L Q^2}{\pi^2 d^5} = \lambda \text{Re}^5 \frac{\pi^3 L \nu^4 \mu}{128 Q^3}, \quad (18)$$

де  $\rho$  - густина рідини;

$\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору;

$L$  - довжина трубопроводу;

$Q$  - об'ємна витрата;

$d$  - внутрішній діаметр;

$\text{Re}$  - число Рейнольдса;

$\nu$  - кінематичний коефіцієнт в'язкості;

$\mu$  - динамічний коефіцієнт в'язкості.

Із формули (17) із урахуванням (18) одержано значення безрозмірного параметра, який залежить від перепаду тиску, витрати та в'язкості нафти, але не від діаметра [9]:

$$\beta = \sqrt{\frac{128 \Delta p Q^3}{\pi^3 \nu^4 \mu}}. \quad (19)$$

Формула Кольбука для визначення коефіцієнта гідравлічного опору [10]

$$\lambda = \left\{ -2,0 \cdot \log \left[ \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} + \frac{2,51}{\text{Re} \cdot \sqrt{\lambda}} \right] \right\}^2, \quad (20)$$

де  $\varepsilon$  - еквівалентна шорсткість;

$d$  - внутрішній діаметр,

з урахуванням формули (19) приведена до вигляду [9]:

$$\text{Re}^{0,25} = -2,0 \beta \log \left( \frac{\varepsilon \pi \nu}{3,74 Q} \text{Re} + \frac{2,51}{\beta} \text{Re}^{1,5} \right). \quad (21)$$

Число Рейнольда за формулою (21) можна визначити лише методом ітерації.

Оскільки перекачування нафти в трубопроводі відбувається здебільшого в турбулентному режимі, зона гідравлічно гладких труб, то в даному випадку залежність (21) для визначення числа Рейнольда спрощується до такого вигляду [9]:

$$\text{Re} = 1,43 \beta^{0,416}. \quad (22)$$

За відомим значенням числа Рейнольдса легко визначити ефективний діаметр нафтопроводу

$$\text{Re} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{ef}} \nu}. \quad (23)$$

Звідси ефективний діаметр

$$d_{\text{ef}} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \nu \cdot \text{Re}}}.$$

Наведемо приклад розрахунку за запропонованим спрощеним методом діагностування стану нафтопроводу та порівняємо з базовим.

Довжина ділянки трубопроводу 17,85 км, різниця геодезичних позначок 14,4 м

Об'ємна витрата нафти за середньої температури  $Q = 0,0584 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Тиск на початку ділянки трубопроводу  $p_n = 41,8 \cdot 10^4 \text{ Па}$ .

Тиск в кінці ділянки  $p_k = 27,2 \cdot 10^4 \text{ Па}$ .

Перепад тиску в трубопроводі з урахуванням різниці геодезичних позначок становить 1548944 Па.

В'язкість нафти за середньої температури дорівнює  $4,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . (рис. 1).

Густина нафти за середньої температури перекачування -  $826 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Динамічний коефіцієнт в'язкості

$$\mu = \nu \rho \quad (24)$$

$$\mu = 4,6 \cdot 10^{-6} \cdot 826 = 0,00380 \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}).$$

Безрозмірний параметр визначаємо за залежністю (19)

$$\beta = \sqrt{\frac{128 \cdot 1548944 \cdot 0,0584^3}{3,14^3 \cdot 17850 (0,0000046)^4 \cdot 0,00380}} = 204037 \cdot 10^6.$$

Число Рейнольдса за залежністю (22) дорівнює

$$\text{Re} = 1,43 \cdot (204037 \cdot 10^6)^{0,416} = 72605.$$

Ефективний діаметр з (23)

$$d_{\text{ек}} = \frac{4 \cdot 0,0584}{3,14 \cdot 4,6 \cdot 10^{-6} \cdot 72605} = 0,223 \text{ м.}$$

Товщина шару парафіну дорівнює

$$\delta = \frac{0,257 - 0,223}{2} = 0,0170 \text{ м.}$$

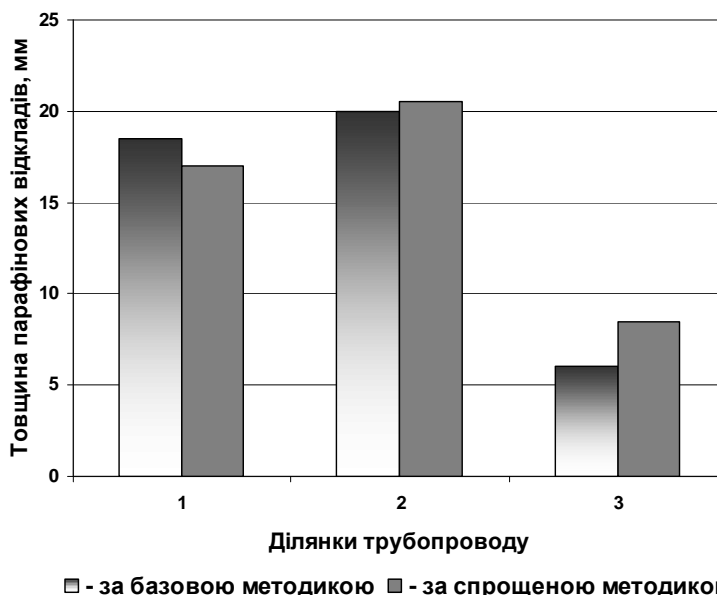


Рисунок 3 – Розподіл парафінових відкладів по довжині трубопроводу

Як свідчать розрахунки, за базовим методом діагностування стану трубопроводу ефективний діаметр дорівнює 0,220 м, а за спрощеним – 0,223 м. Відхилення складає 1,4%.

Аналогічні розрахунки проведені для інших ділянок нафтопроводу довжиною 7 км та 25,15 км з використанням спрощеного та базового методу діагностування. Результати розрахунків товщини парафінових відкладів за відомим ефективним діаметром наведені на рисунку 3.

Із аналізу рисунка 3 випливає, що відклади парафіну по довжині розподілені нерівномірно. Їх товщина спочатку збільшується в напрямку руху нафти, досягаючи максимуму на віддалі порядку 18-25 кілометрів, а потім знову зменшується. Запарафінення ділянок нафтопроводу спостерігається на початку трубопроводу, а після 25 кілометра товщина парафінових відкладів істотно зменшується.

Оскільки відхилення не перевищує 2%, то запропонований метод дає достовірні результати і прийнятний для використання, що значно спрощує розрахунки ефективного діаметра, а це важливо у промислових умовах експлуатації нафтопроводів.

Результати розрахунків свідчать, що використання запропонованого методу визначення ефективного діаметра нафтопроводу значно спрощує гідравлічні розрахунки, дозволяє оперативно вирішувати технологічні задачі, які виникають в процесі експлуатації неізотермічного нафтопроводу.

Завданням наступних досліджень є прогнозування стану внутрішньої поверхні неізотермічного нафтопроводу для оцінки небезпеки виникнення аварійних ситуацій.

### Література

1 Возняк М.П. Гидравлический расчет трубопроводов при неізотермическом режиме перекачки парафинистых нефтей / М.П.Возняк // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1987. – Вып. 24. – С.90-92.

2 Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П.И.Тугунов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.

3 Агапкин В.М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В.М.Агапкин, Б.Л.Кривошеин, В.А.Юфин. – М.: Недра, 1981. – 256 с.

4 Возняк М.П. Реологічні властивості нафт Прикарпаття / М.П.Возняк, Л.В.Возняк, М.П.Муж, Л.Т.Гораль // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – № 38. – С.136 – 143.

5 Арменский Е.А. Некоторые вопросы температурного режима работы нефтепроводов / Е.А. Арменский // Нефть и газ. – 1974. – № 2. – С. 91-94.

6 Вязунов К.В. Исследование закономерностей парафинизации трубопроводов / К.В.Вязунов, В.И.Голосовкер // РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – № 1. – С.3-4.

7 Возняк М.П. Аналіз інформативності різних ознак відносно ефективного діаметра нафтопроводу / М.П.Возняк, Г.М.Кривенко // Нафта і газ України-2000: Матеріали 6 Міжнародної науково-практичної конференції. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – С.111-116.

8 Гідравліка: навчальний посібник / [М.П.Андрійшин, Л.В.Возняк, Р.Ф. Гімер та ін.]. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 253 с.

9 Frank M.White. Fluid Mechanics / Frank M.White. – New York, 1994. – 736 p.

10 Haaland S.E. Simple and Explicit Formulas for the Friction Factor in Turbulent Pipe Flow / S.E Haaland // Fluids Eng., March 1983. – P.89-90.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
25.10.12

Рекомендована до друку професором  
В.Я. Грудзом