
Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв

УДК 622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9868-2018-1(29)-18-25

ВПЛИВ ТЕРМООБРОБКИ НЕНЬЮТОНІВСЬКОЇ НАФТИ НА ЕНЕРГЕТИЧНІ ВТРАТИ В МАГІСТРАЛЬНОМУ НАФТОПРОВОДІ

Л.Д. Пилипів

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tzn g @ n u n g . e d u . u a*

Удосконалено методику теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу за умов перекачування ним неньютонівської нафти після термообробки. На основі проведення комплексного порівняльного розрахунку модельного магістрального нафтопроводу встановлена кількісна і графічна залежність впливу особливостей технології термообробки неньютонівської нафти на гідравлічні та енергетичні втрати в трубопроводі.

Ключові слова: неньютонівська нафта, термообробка, гідравлічні втрати, магістральний нафтопровід.

Усовершенствована методика теплогидравлического расчета нефтепровода при условии перекачки по нему неньютоновской нефти после термообработки. На основании проведения комплексного сравнительного расчета модельного магистрального нефтепровода установлена количественная и графическая зависимость влияния особенностей технологии термообработки неньютоновской нефти на гидравлические и энергетические потери в трубопроводе.

Ключевые слова: неньютоновская нефть, термообработка, гидравлические потери, магистральный нефтепровод.

The method of thermo-hydraulic calculation of the oil pipeline under conditions of non-Newtonian oil pumping after heat treatment has been improved. The quantitative and graphic dependence of the influence of heat treatment of non-Newtonian oil to hydraulic and energy losses in the pipeline has been established based on a comprehensive comparative calculation of a model main pipeline.

Keywords: non-Newtonian oil, heat treatment, hydraulic losses, main oil pipeline.

Вступ

Магістральними нафтопроводами України нафта транспортується двома шляхами: транзит російської нафти територією України в напрямку Європейських країн, а також транспортування нафти вітчизняного видобутку на Кременчуцький НПЗ. Останнім часом відбулося суттєве падіння попиту на послуги транспортування нафти та неможливість швидко й адекватно реагувати на ці зміни. Причиною падіння стало те, що російська нафта перейшла на альтернативні маршрути транспортування, скоротилася переробка нафти заводами на території

Словаччини та Чехії, перехід Угорщини на нові джерела постачання нафти.

Значні потужності системи магістральних нафтопроводів України сьогодні не використовуються. Обсяг транзиту нафти територією України у 2016 році порівняно з 2015 роком зменшився на 8,8%. У 2017 р. вдалося дещо стабілізувати ситуацію – обсяг транспортування зріс на 0,8 % порівняно з 2016 р. Враховуючи історичні особливості та технологічну пов'язаність систем, обсяг транзиту нафти значною мірою залежить від політики Росії як основного постачальника нафти до країн Центральної Європи та основного замовника нафтотранспортних послуг територією України.

Росія цілеспрямовано відмовляється від посередників-транзитерів, тому порівняно з початком 2000-х років транзит нафти територією України скоротився у понад 4 рази. В 2002 році Росія побудувала нафтопровід "Суходольна-Родіонівська" (28 млн т на рік), який безпосередньо поєднав в обхід України два російських нафтопроводи: "Самара-Лисичанськ" і "Лисичанськ-Тихорецьк". В 2012 році завершено будівництво Балтійської трубопровідної системи (БТС-1 і БТС-2) загальною пропускною здатністю 80 млн. т на рік. Крім того, з 2004 року прокачування нафти в обхід України здійснює Каспійський трубопровідний консорціум, який з'єднав нафтові родовища Казахстану і Росії з терміналом Новоросійська. Зменшення обсягів транзиту в 2016 році пов'язане, насамперед, зі скороченням обсягів транзиту нафти в напрямку Словаччини та Чехії, де в першому півріччі 2016 року відбувався ремонт місцевих нафтопереробних заводів (НПЗ).

Іншим чинником, який впливав на обсяги транзиту нафти територією України, стало посилення конкурентної боротьби та перерозподіл ринку нафти між провідними нафтовидобувними країнами в умовах низьких цін на сиру нафту. В таких умовах відбувалося часткове витіснення російської нафти сорту Urals нафтою з країн Близького Сходу як під конкурентним тиском з боку близькосхідних постачальників, так і через політику диверсифікації джерел постачання сировини з боку нафтопереробних підприємств.

Зупинка більшості вітчизняних нафтопереробних підприємств та низький рівень завантаження Кременчуцького НПЗ, єдиного, що зараз працює в Україні, не дозволяють істотно збільшити завантаження трубопровідних потужностей, призначених для поставок нафти на НПЗ України.

Поставки нафти трубопроводами в напрямку НПЗ України зменшилися з 22,9 млн т у 2003 році до 1,4 млн т у 2016 році. Зниження обсягів транспортування нафти в напрямку НПЗ України за 2016 рік склало 12,5% (або 200,8 тис. т).

Безпосередній вплив на завантаження трубопровідних потужностей в напрямку Кременчуцького НПЗ протягом 2016 року мала невіршена ситуація із заміщенням нафти сорту Urals, якою була заповнена ділянка маршруту "Одеса/МНТ "Південний" – Кременчуцький НПЗ". В таких умовах керівництво Кременчуцького НПЗ надавало перевагу постачанням імпортованої нафти, яка надходила до порту Одеси, з використанням більш дорогого залізничного транспорту.

Причиною низького попиту на послуги транспортування нафти є невизначена ситуація з умовами роботи вітчизняних НПЗ. Лисичанський напрямок простоює через непрацюючий НПЗ та воєнні дії; фактично не працює напрямок "Одеса-Кременчук", вже тривалий час простоює нафтопровід "Мічуринськ-Кременчук". У зв'язку із відсутністю прокачувань магістральним нафтопроводом "Одеса-Броди" також про-

стоює морський нафтовий термінал "Південний". Аби мінімізувати витрати, ПАТ "Укртранснафта" була змушена перевести в режим безпечного утримання близько 2 тис. км (41%) українських нафтопроводів. Наразі стабільно працює лише друга черга нафтопроводу "Мозир-Броди-Держкордон", циклічно працює нафтопровід "Долина-Дрогобич" і функціонує незначна частина філії "Придніпровські магістральні нафтопроводи", яка забезпечує постачання нафти з родовищ Укрнафти на Кременчуцький НПЗ.

Зниження рівня завантаження вітчизняних НПЗ відбулося через високу конкуренцію з боку білоруських, російських та прибалтійських НПЗ. Нафтопереробні підприємства даних країн в умовах безмитного імпорту нафтопродуктів на територію України знаходяться в більш вигідному становищі перед нафтопереробними підприємствами України. Основними перевагами іноземних НПЗ є відсутність російського експортного мита при імпорті сировини (для НПЗ Білорусі) та технологічна розвиненість білоруських і прибалтійських НПЗ, яка дозволяє забезпечувати високий відсоток виходу світлих нафтопродуктів з російської нафти сорту Urals.

Водночас, за сприятливої кон'юнктури ринку та сучасної, повної і якісної модернізації українських НПЗ існує реальна перспектива суттєвого зменшення енергетичної залежності від країн-постачальників сировини і готових нафтопродуктів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень

Однією з основних передумов енергетичної безпеки України є її забезпечення власною енергосировинною базою. Тенденції останніх років на ринку енергоносіїв спонукають до пошуку нових родовищ нафти і газу та інтенсифікації видобування з уже існуючих. Попри те, що існують родовища з невисокими показниками рентабельності, в сучасних умовах їх експлуатація є вкрай необхідною з міркувань забезпечення максимальної енергонезалежності держави. Серед таких можна виокремити Долинське родовище, видобування високов'язких нафт на якому характеризується значними енергозатратами. Реологічні параметри долинської нафти характеризуються вираженими аномальними властивостями, що створює значні труднощі як в процесі видобування, так і, особливо, в процесі підготовки до транспортування і під час самого транспортування магістральними трубопроводами. Здатність такої нафти утворювати за температур перекачування міцну кристалічну парафінову ґратку спричиняє наявність аномально високих показників в'язкості, температури застигання та інших реологічних параметрів.

Перекачування високов'язких і швидкозастигаючих нафт магістральними трубопроводами може бути реалізоване застосуванням низки спеціальних технологій. Усі вони базуються на

різних способах покращання реологічних характеристик та залежних від них транспортабельних властивостей високов'язких нафт. На особливу увагу заслугове термообробка, яка за умови вдалої її реалізації може дозволити суттєво зменшити гідравлічні втрати в трубопроводі і, як наслідок, знизити енергозатрати на перекачування в'язких нафт в діапазоні робочих температур [1]. Суть технології термообробки полягає в попередньому підігріванні нафти перед закачуванням в магістральний нафтопровід, витримувани певний період часу за температури підігріву та подальшим охолодженням з певною швидкістю. У результаті різко знижуються ефективна в'язкість і температура застигання, оскільки утворені кристали парафіну плавають у рідині, не з'єднуючись між собою, і не утворюючи структурну ґратку (а якщо вона й утворюється, то неміцна).

Якщо ефективна в'язкість і температура застигання залишаються низькими значний час, то нафту можна перекачувати трубопроводом при ізотермічному режимі як звичайну малов'язку рідину [2, 3]. Великий вплив на реологічні властивості нафт при термообробці має темп охолодження [2, 3]. Для кожної нафти існує певний темп охолодження, за якого температура застигання, ефективна в'язкість і статичне напруження зсуву є мінімальними. Швидкість охолодження нафти впливає на процес росту кристалів парафіну. При оптимальному темпі охолодження утворюються великі кристали парафіну, зібрані в групи, які нерівномірно розкидані по всьому об'єму нафти [1]. При зберіганні вони випадають в осад. Нафта, що не піддавалася термообробці або термооброблена, але охолоджена не при оптимальній швидкості, має дрібні кристали парафіну. Вони рівномірно розподіляються у всьому об'ємі нафти і, з'єднуючись між собою, утворюють міцну структурну ґратку, в осередках якої розташовується рідка нафта. Наявність у нафті асфальтосмолистих речовин загальмовує процес кристалізації парафіну й послаблює утворену структурну ґратку: чим більший їх вміст нафті, тим вищий ефект від термообробки.

Постановка задачі і методів досліджень

Для транспортування високов'язкої долинської нафти на Надвірнянський нафтопереробний завод побудовано неізотермічний магістральний нафтопровід "Долина – Надвірна" з технологією гарячого перекачування. Оскільки температура підігрівання повинна бути вищою температури плавлення парафінів (не менше 55-60 °С [4]), енергетичні затрати на транспортування такої нафти є значними. Підігрівання нафти необхідне для покращання транспортабельних властивостей нафти, для зменшення гідравлічних втрат за рахунок зниження в'язкості транспортованого продукту. Однак висока вартість енергоносіїв мотивувала науковців та інженерів до пошуку інших, менш затратних технологій покращання транспортабельних властивостей нафт з вираженими аномальними

реологічними властивостями. Серед таких окремо слід відзначити термообробку [1], механізм дії якої було розглянуто вище.

Досі вплив явища термообробки на неньютонівські нафти Прикарпатського регіону недостатньо вивчений. Проводилися окремі дослідження на долинській нафті [1], однак системного аналізу впливу покращених реологічних властивостей високов'язких нафт на теплогідравлічні режими магістральних нафтопроводів не виконувалося. Крім того, певні достатньо контраверсійні результати проектування магістрального нафтопроводу "Долина – Надвірна" вимагають суттєвої корекції технології його експлуатації, в першу чергу, щодо зменшення енергозатрат на перекачування.

З метою оцінювання впливу термообробки на гідравлічні та пов'язані з ними енергетичні втрати в магістральному нафтопроводі на основі обробки результатів експериментальних досліджень методами математичного моделювання гідродинамічних процесів в трубопроводі проведено порівняльний теплогідравлічний розрахунок магістрального нафтопроводу "Долина – Надвірна".

Аналіз ефективності впливу термообробки на гідравлічні втрати в магістральному нафтопроводі

За модельний трубопровід для оцінювання впливу термообробки на гідравлічні втрати було взято магістральний нафтопровід "Долина – Надвірна", який призначений для забезпечення сировиною НПК «Нафтохімік Прикарпаття».

Для оцінювання впливу термообробки на транспортабельні властивості нафти проведено теплогідравлічний розрахунок магістрального нафтопроводу "Долина – Надвірна" до і після покращення. Методика теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ним неньютонівських нафт базується на умовному розбиванні трубопроводу на три ділянки – з турбулентною ньютонівською течією нафти з повністю зруйнованою структурою парафінової ґратки, з турбулентною течією в'язкопластичної рідини і ламінарною течією нафти, властивості якої з плином часу та довжини починають релаксувати [5]. При цьому враховані всі основні критерії руху та теплопередачі в'язкопластичних рідин – Рейнольдса, Хедстрема, Іллюшина, Прандтля і Грасгофа. За основу для проведення розрахунку взяті результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти, що піддавалася впливу термообробки [1]. Теплогідравлічний розрахунок проводився для трьох різних швидкостей охолодження – 10, 20 і 30 °С/год за температури підігрівання 60 °С.

Для виконання розрахунків використані такі математичні моделі для визначення залежності граничного динамічного напруження зсуву τ_0 і пластичної в'язкості нафти η_{nl} від температури [5]:

– при прямому ході віскозиметра

$$\eta_{nl} = 0,0413 - 0,00207 \cdot t + 3,944 \cdot 10^{-5} t^2 - 2,60 \cdot 10^{-7} t^3 ;$$
 (1)

– при зворотному ході віскозиметра

$$\eta_{nl} = 0,0545 - 0,00327 \cdot t + 7,539 \cdot 10^{-5} t^2 - 6,05 \cdot 10^{-7} t^3 ;$$
 (2)

– при прямому ході віскозиметра у діапазоні температур від 5 до 25 °С

$$\tau_0 = 10,344 - 0,18093 \cdot t + 0,00299 \cdot t^2 - 4,07 \cdot 10^{-4} t^3 ;$$
 (3)

– те ж у діапазоні температур від 25 до 50 °С

$$\tau_0 = 20,06 - 1,534 \cdot t + 0,04012 \cdot t^2 - 3,49 \cdot 10^{-4} t^3 ;$$
 (4)

– при зворотному ході віскозиметра:
 – у діапазоні температур від 5 до 25 °С

$$\tau_0 = 2,088 + 0,2183 \cdot t - 0,0228 \cdot t^2 + 4,67 \cdot 10^{-4} t^3 ;$$
 (5)

– те ж у діапазоні температур від 25 до 50 °С

$$\tau_0 = 7,34 - 0,5791t + 0,01618 \cdot t^2 - 1,51 \cdot 10^{-4} t^3 .$$
 (6)

Потрібно визначити критичну температуру, при якій відбувається перехід від турбулентного до ламінарного режиму. Для цього задаємо мінімальною температурою із робочого діапазону. За формулами (1)-(6) розраховуються реологічні характеристики нафти при заданій температурі.

Визначається густина нафти за прийнятої температури

$$\rho = \rho_{20} - \xi(t - 20),$$
 (7)

де ρ_{20} - густина нафти за температури 20 °С;

ξ - температурна поправка густини нафти,

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20} .$$
 (8)

В'язкопластична рідина характеризується параметром Хедстрема, який використовується для визначення критичного числа Рейнольдса і обчислюється за формулою:

$$He = \frac{\tau_0 D^2 \rho}{\eta_{nl}^2} .$$
 (9)

Залежність критичного числа Рейнольдса від критерію Хедстрема характеризується наступними виразами:

– для діапазону чисел Хедстрема від 10^3 до 10^5

$$Re_{kp}^* = 1000 + 173,72 \ln He ;$$
 (10)

– для діапазону чисел Хедстрема від 10^5 до 10^8

$$Re_{kp}^* = 1450 + 141,15 \ln He .$$
 (11)

Обчислюється бінгамівське число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D \eta_{nl}} .$$
 (12)

Визначається значення параметра критерію Іллюшина

$$I = \frac{He}{Re} = \frac{\pi D^3 \tau_0}{4Q \eta_{nl}} .$$
 (13)

Визначається узагальнене число Рейнольдса для в'язкопластичної рідини

$$Re^* = \frac{8Re}{I + 2(1 + \sqrt{9 + I})} .$$
 (14)

Якщо виконується умова

$$Re^* < Re_{kp}^* ,$$
 (15)

то температуру нафти збільшують за умовою

$$t = t + \Delta t .$$
 (16)

Гідравлічний розрахунок нафтопроводу розпочинається для в'язкопластичної рідини.

Визначається коефіцієнт, що враховує неізотермічність потоку нафти по радіусу труби.

Визначається значення безрозмірного комплексу за формулою

$$k_t = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o} ,$$
 (17)

де t_n - температура нафти на початку нафтопроводу;

t_o - температура навколишнього середовища для підземного трубопроводу розрахункова температура ґрунту на глибині укладання труби.

Обчислюється середня температура нафти у нафтопроводі за формулами:

якщо $k_t < 2$, то

$$t_{cp} = 0,5 \cdot (t_n + t_k),$$
 (18)

якщо $k_t \geq 2$, то

$$t_{cp} = t_o + \frac{t_n - t_k}{\ln k_t} .$$
 (19)

$$\Delta_{r2} = \left\{ \frac{\eta_{cp}^{cm} \left[I_{cp}^{cm} + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^{cm}}) \right]}{\eta_{cp}^h \left[I_{cp}^h + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^h}) \right]} \right\}^{\frac{1}{3}} ,$$
 (20)

де $\eta_{cp}^{cm}, \eta_{cp}^h$ - пластична в'язкість за середньої по довжині ділянки нафтопроводу температури стінки труби і потоку нафти відповідно;

I_{cp}^{cm}, I_{cp}^h - значення критерію Іллюшина за середньої по довжині ділянки нафтопроводу температури стінки труби і потоку нафти відповідно.

Середня температура стінки труби при турбулентному неньютонівському режимі руху визначається за формулою

$$t_{cp}^{cm} = t_{cp}^h - 1,5, \text{ } ^\circ\text{C} .$$
 (21)

При визначенні коефіцієнтів режиму руху неньютонівської рідини застосовується наступна методика:

– якщо виконується умова $He < 2000$, то
 $A = 0,3164$, $m = 0,25$; (22)

– якщо виконується умова $2000 < He < 10^6$,
 тоді

$$A = 3,13He^{-0,34}, m = 1,12He^{-0,2}; \quad (23)$$

– якщо виконується умова $He > 10^6$, то
 $A = 0,0156$, $m = 0$.

Коефіцієнт режиму руху β^* визначається за формулою

$$\beta^* = \frac{A}{2^{5m-3} \pi^{2-m} g} [I + 2(1 + \sqrt{9 + I})]^m. \quad (24)$$

Параметр для врахування впливу тертя потоку

$$\phi^* = \frac{\Delta_r \beta^* \rho Q^{3-m} g}{K \pi D^{6-m}}. \quad (25)$$

Для того, щоб визначити довжину ділянки нафтопроводу L із турбулентним неньютонівським рухом нафти, методом послідовних наближень розв'язується рівняння за відомої початкової t_{mn} і кінцевої t_{kp} температур нафти на ділянці

$$Шу_2 = \frac{K \pi D L_2}{Q \rho_{cp} c_{3\phi}} = \int_{t_{kp}}^{t_{mn}} \frac{dt}{t - t_o - \phi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}. \quad (26)$$

Довжина ділянки з турбулентним неньютонівським рухом визначається за формулою

$$L_2 = \frac{Q \rho_{cp} c_{3\phi}}{K \pi D} I_{t2}. \quad (27)$$

Для визначення втрат напору від тертя на другій ділянці нафтопроводу, де реалізується турбулентний неньютонівський рух рідини, попередньо обчислюється визначений інтеграл за формулою

$$I_{v2} = \int_{t_{kp}}^{t_{mn}} \frac{\beta^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} dt}{t - t_o - \phi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}. \quad (28)$$

Втрати напору від тертя на ділянці із неньютонівським турбулентним рухом неізотермічного нафтопроводу дорівнюють

$$H_{T2} = \frac{\Delta_r L_2}{Шу_2} I_{v2}. \quad (29)$$

Якщо температура нафти стає нижчою за певне критичне значення температури, то в трубопроводі реалізується ламінарний неньютонівський рух. Розрахунок такої ділянки проводиться наступним чином.

Методом послідовних наближень обчислюємо температуру в кінці нафтопроводу, використовуючи рівняння

$$Шу_3 = \frac{K_{\lambda} \pi D L_3}{Q \rho_{cp} c_{3\phi}} = \int_{t_k}^{t_{kp}} \frac{dt}{t - t_o - \phi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}. \quad (30)$$

Коефіцієнти режиму руху нафти приймають такими

$$A = 64, m = 1. \quad (31)$$

Для знаходження коефіцієнтів моделі β^* і ϕ^* використовуються формули (21) і (22).

Коефіцієнт, що враховує неізотермічність потоку, визначається за формулою

$$\Delta_{r3} = \left\{ \frac{\eta_{cp}^{cm} [I_{cp}^{cm} + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^{cm}})]}{\eta_{cp}^H [I_{cp}^H + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^H})]} \right\}^{\frac{1}{3}} \times \left[1 + 0,22 \left(\frac{Gr_{\phi}^H Pr_{\phi}^H}{Re_{\phi}^H} \right)^{0,15} \right], \quad (32)$$

де Gr_{ϕ}^H - критерій Грасгофа для в'язкопластичної рідини при середній температурі потоку нафти

$$Gr_{\phi}^H = \frac{D^3 (t_{cp}^H - t_{cp}^{cm}) \beta_H (\rho_{cp}^H)^2 g}{(\eta_{cp}^H)^2}; \quad (33)$$

де ρ_{cp}^H - густина нафти при середній температурі потоку нафти.

Критерій Прандтля Pr_{ϕ}^H для в'язкопластичної рідини при середній температурі потоку нафти

$$Pr_{\phi}^H = \frac{\eta_{cp}^H c_{3\phi}}{\lambda_{cp}^H}; \quad (34)$$

де λ_{cp}^H - коефіцієнт теплопровідності нафти при середній температурі потоку нафти на відповідній ділянці нафтопроводу.

Число Рейнольдса Re_{ϕ}^H для в'язкопластичної рідини (бінгамівське) при середній температурі потоку нафти

$$Re_{cp}^H = \frac{4Q \rho_{cp}^H}{\pi D \eta_{cp}^H}. \quad (35)$$

Коефіцієнт об'ємного розширення нафти β_H може бути розрахований через температурну поправку для густини нафти ξ

$$\beta_H = \frac{\xi}{\rho_{20} - 10\xi}. \quad (36)$$

Середню температуру стінки труби при ламінарному неньютонівському режимі руху рідини приймають рівною

$$t_{cp}^{cm} = t_{cp}^H - 3 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (37)$$

Після визначення температури нафти у кінці ділянки, де реалізується ламінарний неньютонівський рух, обчислюється визначений інтеграл за формулою

Таблиця 1 – Результати теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу "Долина – Надвірна" при перекачуванні долинської нафти із частково зруйнованою структурою

Подача насоса, м ³ /год	Загальні втрати напору, м	Напір станції, м	Допустимий напір на виході НПС, м	ККД станції	Споживана потужність станції, кВт
160	516	526	274	0,628	476
170	588	507	274	0,641	495
180	663	486	274	0,651	511
190	744	465	274	0,657	526
200	829	442	274	0,661	538
210	971	418	274	0,662	547
220	1077	393	274	0,659	554
230	1192	367	274	0,653	559
240	1319	339	24	0,644	561

$$I_{V3} = \int_{t_k}^{t_{xp}} \frac{\beta^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} dt}{t - t_o - \phi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m} \quad (38)$$

Втрати напору від тертя на третій ділянці неізотермічного нафтопроводу дорівнюють

$$H_{T3} = \frac{\Delta r_3 L_3}{\text{Шу}_3} I_{V3} \quad (39)$$

Загальні втрати напору в неізотермічному нафтопроводі становлять

$$H_{заг} = 1,02(H_{T1} + H_{T2} + H_{T3}) + \Delta z + H_k \quad (40)$$

Приймаємо, що у процесі перекачування долинської нафти зберігається приблизно 50 % від її аномальних реологічних властивостей. Для розрахунків використовуємо оригінальне програмне забезпечення. Текст програми наведено в додатку Д. Для спрощення розрахунків приймаємо, що втрати температури через наявність надземних переходів становить 8 °С. Розрахунки проводимо для робочої зони основного насоса, тобто в діапазоні Q=160-240 м³/год.

Для розрахунку користуємося наступними вхідними даними:

- густина нафти при 20 °С $\rho_{20} = 844$ кг/м³;
- температура застигання нафти $t_{зас} = 22$ °С;
- вміст парафіну в нафті $\varepsilon_{П} = 8,2$ %.
- температура нафти на початку нафтопроводу $t_H = 50$ °С;
- температура початку кристалізації парафіну $t_{ПП} = 55$ °С;
- глибина залягання осі трубопроводу $h_0 = 1,3$ м;
- температура ґрунту на глибині залягання трубопроводу $t_0 = 4$ °С;
- коефіцієнт теплопровідності ґрунту $\lambda_{ГР} = 1,3$ Вт/(м °С);
- прихована теплота кристалізації парафіну $\chi_{П} = 23 \cdot 10^4$ Дж/кг;
- коефіцієнти сумарної напірної характеристики насосів НПС «Долина» $A_{ГНПС} = 675$, $B_{ГНПС} = 75533$.

Результати теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу до покращення транспортабельних властивостей нафти наведені в таблиці 1.

Аналізуючи отримані результати, можна сказати, що в діапазоні подач 160-170 м³/год напір станції є достатнім для подолання загальних втрат напору, проте обмеження напору на виході НПС не дозволяє здійсненню перекачування. Для перекачування долинської нафти потрібно провести попереднє поліпшення її реологічних властивостей. За умови застосування методу термообробки оптимальною швидкістю охолодження є 20 °С/год [1], при якій відбувається зменшення значення реологічних характеристик на 30% при прямому і 50% при зворотному ходів віскозиметра. Враховуючи такі результати покращення реологічних характеристик долинської нафти, проведено теплогідравлічний розрахунок нафтопроводу "Долина – Надвірна" з умови перекачування ним термообробленої нафти. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.

Результати теплогідравлічного розрахунку нафти після термообробки демонструють значне зменшення втрат напору. Для всього діапазону робочої подачі напір станції є достатнім для перекачування нафти. Однак напір, що створює станція, є значно вищим за втрати напору, що свідчить про необхідність регулювання роботи насосів станції.

Аналогічні розрахунки були проведені для термообробленої нафти при інших швидкостях охолодження, а саме 10 °С/год і 30 °С/год.

Згідно з роботою [1] при нагріванні долинської нафти до 60 °С і швидкості охолодження 10 °С при прямому ході віскозиметра спостерігається зменшення напруження зсуву з 81,46 до 66,2 Па, а при зворотному ході – з 15,09 до 9,423 Па. У відсотковому співвідношенні зменшення реологічних показників при прямому ході віскозиметра становить 18%, при зворотному ході – 38%. Ці дані використані під час проведення теплогідравлічного розрахунку, результати якого зведені в таблицю 3.

Керуючись результатами роботи [1], після термообробки за швидкості охолодження 30 °С/год спостерігається зменшення напруження зсуву: при прямому ході – з 81,46 до

Таблиця 2 – Результати теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу "Долина – Надвірна" при перекачуванні долинської нафти із частково зруйнованою структурою після термообробки (температура нагрівання – 60 °С, швидкість охолодження – 20 °С/год)

Подача насоса, м ³ /год	Загальні втрати напорів, м	Напір станції, м	Допустимий напір на виході НПС, м	ККД станції	Споживана потужність станції, кВт
160	150	526	274	0,628	476
170	217	507	274	0,641	495
180	253	486	274	0,651	511
190	291	465	274	0,657	526
200	328	442	274	0,661	538
210	367	418	274	0,662	547
220	452	393	274	0,659	554
230	497	367	274	0,653	559
240	568	339	24	0,644	561

Таблиця 3 – Результати теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу "Долина – Надвірна" при перекачуванні долинської нафти із частково зруйнованою структурою після термообробки (температура нагрівання – 60 °С, швидкість охолодження – 10 °С/год)

Подача насоса, м ³ /год	Загальні втрати напорів, м	Напір станції, м	Допустимий напір на виході НПС, м	ККД станції	Споживана потужність станції, кВт
160	276	526	274	0,628	476
170	320	507	274	0,641	495
180	388	486	274	0,651	511
190	438	465	274	0,657	526
200	489	442	274	0,661	538
210	543	418	274	0,662	547
220	629	393	274	0,659	554
230	690	367	274	0,653	559
240	789	339	24	0,644	561

Таблиця 4 – Результати теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу "Долина – Надвірна" при перекачуванні долинської нафти із частково зруйнованою структурою після термообробки (температура нагрівання – 60 °С, швидкість охолодження – 30 °С/год)

Подача насоса, м ³ /год	Загальні втрати напорів, м	Напір станції, м	Допустимий напір на виході НПС, м	ККД станції	Споживана потужність станції, кВт
160	204	526	274	0,628	476
170	260	507	274	0,641	495
180	299	486	274	0,651	511
190	341	465	274	0,657	526
200	383	442	274	0,661	538
210	450	418	274	0,662	547
220	498	393	274	0,659	554
230	573	367	274	0,653	559
240	626	339	24	0,644	561

59,8 Па або на 27%; при зворотному ході – з 15,09 до 8,69 Па або на 42%. У відповідності з таким покращенням реологічних показників неньютонівської нафти виконано теплогідравлічний розрахунок нафтопроводу, результати якого наведені в таблиці 4.

Використовуючи отримані результати розрахунку, будемо графічні залежності гідравлічних втрат у нафтопроводі "Долина-Надвірна"

при перекачуванні високов'язкої долинської нафти до та після термообробки з різними швидкостями охолодження (рисунок 1).

Втрати напорів на тертя обумовлені гідравлічними втратами в трубопроводі. Для гідродинаміки потоків – це визначальний параметр, який характеризує енергетичні втрати в трубопроводі. Основним шляхом зменшення загальних енергозатрат на перекачування нафти є

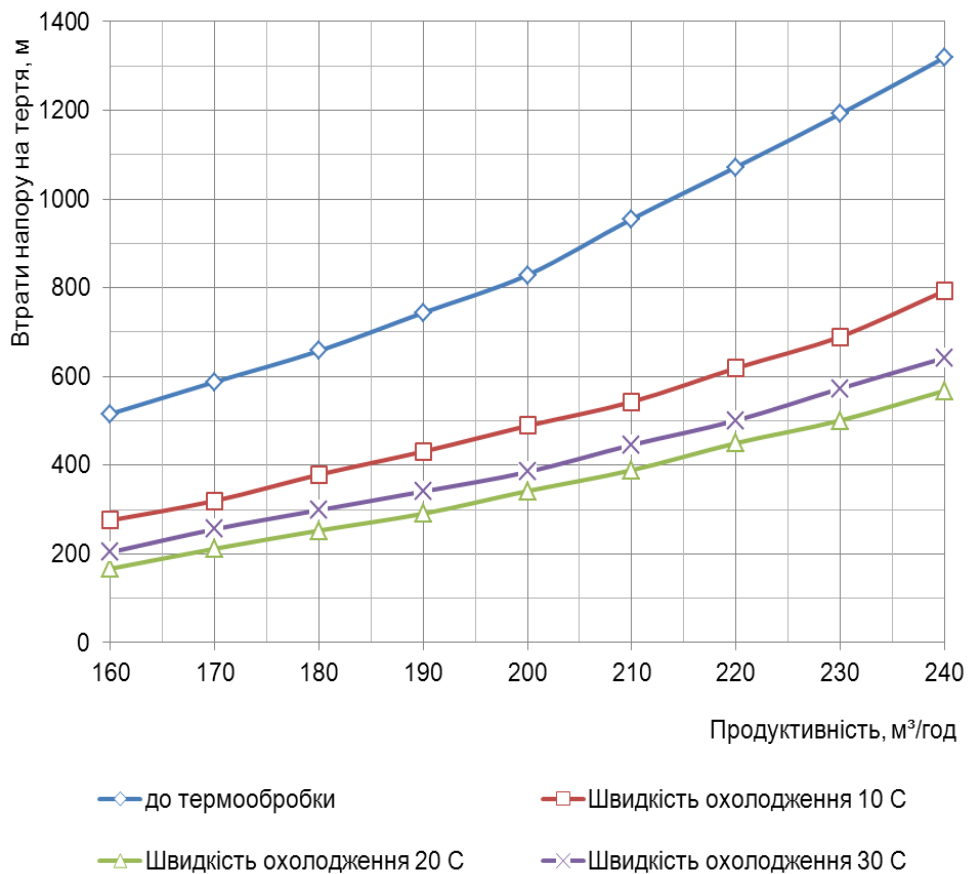


Рисунок 1 – Гідравлічна характеристика нафтопроводу Долина-Надвірна при перекачуванні долинської нафти до термообробки та після термообробки із різними швидкостями охолодження

зниження гідравлічних втрат, що для високов'язких нафт можливе тільки разом з покращенням їх транспортабельних властивостей.

Висновки

Аналізуючи отримані результати теплогідравлічного розрахунку магістрального нафтопроводу, встановлено, що термообробка є досить ефективним методом зменшення показників реологічних параметрів нафти з вираженими аномальними властивостями, а отже, енергетичних втрат в трубопроводі. Найбільшого зниження енергетичних втрат можна досягти при швидкості охолодження 20 °С/год, що відповідає умовам максимального покращення транспортабельних властивостей долинської нафти методом термообробки. Даний метод може бути застосований для транспортування долинської нафти нафтопроводом Долина-Надвірна. Проте його використання потребує створення спеціальних установок для охолодження нафти із заданою швидкістю.

Література

- 1 Пилипів Л.Д. Дослідження впливу термообробки високов'язкої долинської нафти на її реологічні та транспортабельні властивості // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №1 (13). – С. 18-20.
- 2 Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 89 с.
- 3 Коршак А.А. Специальные методы перекачки: Конспект лекций. – Уфа: Фонд содействия развитию научных исследований, 2000. – 211 с.
- 4 Пилипів Л.Д. Особливості будови твердих вуглеводнів та їх вплив на рух нафти трубопроводами // Нафтогазова енергетика. – 2013. – № 1(19). – С. 60-67.
- 5 Середюк М.Д., Пилипів Л.Д. Трубопровідний транспорт високов'язких вуглеводнів: навчальний посібник. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 347 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.05.18

Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Харченком Є.В.
(Національний університет
«Львівська політехніка», м. Львів)