

УДК 622.692.4

МЕТОДИКА ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПЕРЕКАЧУВАННІ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ З ДОДАВАННЯМ ДЕПРЕСАТОРА

М.Д.Середюк, Л.Д.Пилипів

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166;
e-mail: tznng@nunn.g.edu.ua

Предложена методика теплогидравлического расчета неизотермического нефтепровода при перекачивании высоковязкой нефти Долинского месторождения с депрессатором. Разработана программа на языке программирования Visual Basic. Выполнен прогноз динамики изменения потерь давления в нефтепроводе (минимально необходимого давления на выходе насосной станции) в зависимости от месяца года при различных расходах нефти и различных значениях концентрации депрессатора.

Method of thermohydraulic calculation of non-isothermal oil pipeline with pumping high-viscous oil from Dolyzna's field contained depressant was offered. Computer programme on the language of programming Visual Basic was developed. The forecast for dynamics of changes of pressure drop in the oil pipeline (minimum necessary of pressure on the outlet of pumping station) depending on the months of the year for the various depressant concentrations was developed.

Для прогнозування параметрів перекачування долинської нафти з додаванням депресатора по нафтопроводах необхідно розробити методику теплогидравлічного розрахунку, яка дає змогу при заданій витраті нафти в нафтопроводі прогнозувати загальні втрати тиску, необхідний тиск після регуляторів на виході насосних станцій і тим самим визначати можливість реалізації заданого режиму роботи нафтопроводу.

Методика повинна враховувати реологічні особливості долинської нафти з додаванням депресатора, температурні умови транспортування нафти, температурні і термодинамічні властивості ґрунту, в якому укладений нафтопровід.

Приймаємо, що долинська нафта з додаванням депресатора надходить у нафтопровід з температурою, значно більшою за температуру ґрунту на глибині його укладання. Тому у нафтопроводі буде реалізуватись неізотермічний процес перекачування нафти. При зниженні температури по довжині трубопроводу будуть суттєво змінюватись властивості транспортної рідини – суміші долинської нафти з депресатором. При високих температурах, як показали наші дослідження, цю рідину можна вважати ньютонівською рідиною. При пониженні температури до певного значення, що залежить від концентрації депресатора, нафта набуває властивостей в'язкопластичної рідини. Зміна реологічної моделі вимагає використання різних методів теплогидравлічного розрахунку.

Із врахуванням зазначеного нафтопроводів розбиваємо на дві розрахункові частини, за межу яких приймаємо підвищену точку траси, яка за певних режимів роботи може бути перевальною. Першу ділянку нафтопроводу, де рухається нафта з відносно високою температурою і значно зруйнованою структурою після перемішування у насосах, будемо розраховувати за методикою неізотермічного перекачу-

вання ньютонівських рідин. На другій ділянці нафтопроводу рухається охолоджена нафта при менших градієнтах швидкості, що сприяє відновленню її структури і погіршенню реологічних властивостей. Цю ділянку нафтопроводу будемо рахувати за двома методиками: – за традиційною методикою неізотермічного перекачування ньютонівської рідини і методикою, що базується на рівнянні Букінгема, яке описує рух в'язкопластичної рідини. Для прогнозування режиму роботи нафтопроводу будемо брати варіант, який характеризується більшими втратами енергії.

Розрахунки проводимо у такій послідовності. За заданою годинною витратою нафти визначаємо секундну витрату Q і середню швидкість w руху нафти в нафтопроводі.

Виконуємо теплогидравлічний розрахунок першої ділянки нафтопроводу. Задаємося орієнтовним значенням середньої температури нафти на цій ділянці t_{cpo} . Розраховуємо густину нафти і теплоємність при середній температурі на першій ділянці нафтопроводу

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

$$\rho = \rho_{20} - \xi(t_{cpo} - 20), \quad (2)$$

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 + 3,39t_{cpo}), \quad (3)$$

де ρ_{20} – густина нафти за температури 20°C.

Визначаємо повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище за формулою

$$K = \frac{2\lambda_{ep}}{D_3 \ln \left[\frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (4)$$

де: λ_{cp} – коефіцієнт теплопровідності ґрунту на глибині укладання нафтопроводу, залежить від типу ґрунту і його вологості;

h_o – глибина закладання осі трубопроводу;

D_3 – зовнішній діаметр трубопроводу.

Знаходимо параметр Шухова для першої ділянки нафтопроводу за формулою

$$Шу = \frac{K\pi DL_1}{Q\rho c}, \quad (5)$$

де: D – внутрішній діаметр нафтопроводу;

L_1 – довжина першої ділянки нафтопроводу з неізотермічним ньютонівським рухом нафти.

За формулою Шухова обчислюємо температуру нафти у кінці першої ділянки нафтопроводу

$$t_{k_1} = t_o + (t_n - t_o)e^{-Шу}. \quad (6)$$

де: t_o – температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу;

t_n – температура нафти на початку нафтопроводу.

Коригуємо кінцеву температуру нафти, враховуючи наявність на трасі нафтопроводу надземних переходів

$$t_{k_1} = t_{k_1} - \Delta t_1, \quad (7)$$

де Δt_1 – додаткове зниження температури нафти, спричинене наявністю на трасі нафтопроводу надземних переходів; може бути визначене шляхом обробки статистичних даних із фактичних режимів перекачування нафти або шляхом виконання прогнозних теплових розрахунків нафтопроводу з врахуванням наявності надземних ділянок.

Визначаємо середню на першій ділянці нафтопроводу температуру нафти за формулою

$$t_{cp1} = t_{k_1} + \frac{t_n - t_{k_1}}{3}. \quad (8)$$

Якщо розраховане значення середньої температури нафти на першій ділянці нафтопроводу відрізняється від попередньо заданого на величину, більшу за точність розрахунку, то приймаємо $t_{cp0} = t_{cp1}$, і розрахунки повторюємо за формулами (1)-(8).

За результатами дослідів, виконаних на віскозиметрі "Реотест-2", для діапазону робочих температур одержані коефіцієнти реологічної моделі Шведова-Бінгама для долиньської нафти з додаванням певної кількості депресатора. Виконуємо їх математичне моделювання і одержуємо поліноміальні залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для конкретної концентрації депресатора у долиньській нафті:

– для граничного динамічного напруження зсуву (Па):

у разі незруйнованої структури

$$\tau = a_{n31} + a_{n32} \cdot t + a_{n33} \cdot t^2 + a_{n34} \cdot t^3 + a_{n35} \cdot t^4; \quad (9)$$

у разі зруйнованої структури

$$\tau = a_{31} + a_{32} \cdot t + a_{33} \cdot t^2 + a_{34} \cdot t^3 + a_{35} \cdot t^4; \quad (10)$$

– для пластичної в'язкості (Па · с)

у разі незруйнованої структури

$$\eta = b_{n31} + b_{n32} \cdot t + b_{n33} \cdot t^2 + b_{n34} \cdot t^3 + b_{n35} \cdot t^4; \quad (11)$$

у разі зруйнованої структури

$$\eta = b_{31} + b_{32} \cdot t + b_{33} \cdot t^2 + b_{34} \cdot t^3 + b_{35} \cdot t^4, \quad (12)$$

де $a_{n31}, a_{n32}, a_{n33}, a_{n34}, a_{n35}, a_{31}, a_{32}, a_{33}, a_{34}, a_{35}$ – коефіцієнти математичних моделей для граничного динамічного напруження зсуву;

$b_{n31}, b_{n32}, b_{n33}, b_{n34}, b_{n35}, b_{31}, b_{32}, b_{33}, b_{34}, b_{35}$ – коефіцієнти математичних моделей для пластичної в'язкості.

Використовуючи формули (9)-(12), визначаємо реологічні параметри нафти з додаванням депресатора при середній температурі t_{cp1} у разі незруйнованої τ_{1n3}, η_{1n3} і зруйнованої структури нафти τ_{13}, η_{13} .

Знаходимо, на скільки зменшуються реологічні параметри при руйнуванні структури нафти

$$\Delta\tau_1 = \tau_{1n3} - \tau_{13}, \quad (13)$$

$$\Delta\eta_2 = \eta_{13} - \eta_{2n3}. \quad (14)$$

Приймаємо, що на першій ділянці нафтопроводу зберігається частка α_1 від початкової структури нафти, тоді середні значення реологічних параметрів нафти можна знайти так:

$$\tau_1 = \tau_{13} + \alpha_1 \Delta\tau_1, \quad (15)$$

$$\eta_1 = \eta_{n31} + \alpha_1 \Delta\eta_1. \quad (16)$$

Результати досліджень засвідчують, що при малих значеннях граничного динамічного напруження зсуву ($\tau_1 \leq 2$ Па) нафта може вважатись ньютонівською рідиною, пластична в'язкість якої збігається з динамічною в'язкістю.

За формулою (2) розраховуємо середню густину нафти на першій ділянці нафтопроводу. Знаходимо середню кінематичну в'язкість нафти на першій ділянці нафтопроводу

$$v_1 = \frac{\eta_1}{\rho_1}. \quad (17)$$

Обчислюємо число Рейнольдса на першій ділянці нафтопроводу

$$Re_1 = \frac{4Q}{\pi D v_1}. \quad (18)$$

Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору на першій ділянці нафтопроводу

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (19)$$

Знаходимо втрати тиску від тертя на першій ділянці нафтопроводу

$$P_1 = \rho_1 \lambda_1 \frac{L_1 w^2}{D} \cdot \quad (20)$$

Переходимо до теплогідралічного розрахунку другої ділянки нафтопроводу. Спочатку визначаємо середню температуру нафти на ділянці

$$t_{cp2} = t_o + \frac{t_{k1} - t_o}{3} \cdot \quad (21)$$

Коригуємо середню температуру нафти, враховуючи наявність надземних переходів і нерівномірність розподілу температури нафти по діаметру труби при ламінарному режимі руху,

$$t_{cp2} = t_{cp2} - \Delta t_2 \cdot \quad (22)$$

де Δt_2 – зниження температури нафти, спричинене наявністю надземних переходів і нерівномірністю розподілу температури по діаметру труби при ламінарному режимі руху; може бути визначене шляхом обробки статистичних даних з фактичних режимів перекачування нафти або шляхом виконання прогнозних теплових розрахунків нафтопроводу з врахуванням наявності надземних ділянок.

Використовуючи формули (9)-(12), визначаємо реологічні параметри нафти при середній температурі t_{cp2} у разі незруйнованої $\tau_{2нз}$, $\eta_{2нз}$ і зруйнованої структури $\tau_{2з}$, $\eta_{2з}$.

Знаходимо за формулами (13) і (14) наскільки зменшуються реологічні параметри при руйнуванні структури нафти при температурі t_{cp2} $\Delta \tau_2$ і $\Delta \eta_2$.

Приймаємо, що на другій ділянці нафтопроводу зберігається частка α_2 від початкової структури нафти, тоді середні значення реологічних параметрів нафти можна знайти так:

$$\tau_2 = \tau_{2з} + \alpha_2 \Delta \tau_2 \cdot \quad (23)$$

$$\eta_2 = \eta_{2з} + \alpha_2 \Delta \eta_2 \cdot \quad (24)$$

Використовуючи формули (17)-(20), визначаємо втрати тиску від тертя на другій ділянці нафтопроводу за методикою руху ньютонівської рідини P_{2H} .

Відтак виконуємо гідралічний розрахунок другої ділянки нафтопроводу за методикою, що базується на використанні формули Букінгема.

Задаємося мінімальним значенням втрат тиску на ділянці

$$P_{2A} = P_{2min} \cdot \quad (25)$$

Визначаємо радіус ядра при русі в'язкопластичної рідини за формулою

$$R_{я} = \frac{2L_2 \tau_2}{P_{2A}} \cdot \quad (26)$$

При виконанні умови

$$R_{я} > R \quad (27)$$

збільшуються втрати тиску від тертя за умовою

$$P_{2A} = P_{2A} + \Delta P \cdot \quad (28)$$

де: R – радіус трубопроводу;

ΔP – крок зміни втрат тиску від тертя.

Відтак розрахунки повторюємо, починаючи з формули (26). У результаті одержуємо мінімальне значення перепаду тиску, яке дає можливість зрушити з місця в'язкопластичну рідину.

Для випадку, що розглядається, рівняння Букінгема має вигляд [2]

$$Q = \frac{\pi R^4 P_{2A}}{8L_2 \eta_2} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{R_{я}}{R} + \frac{1}{3} \left(\frac{R_{я}}{R} \right)^4 \right] \cdot \quad (29)$$

Рівняння (29) розв'язуємо методом послідовних наближень. Для цього визначаємо, при якому значенні втрат тиску P_{2A} і відповідному значенні радіуса ядра потоку, що знайдене за формулою (26), права частина рівняння практично дорівнює лівій частині.

У результаті визначаємо втрати тиску від тертя на другій ділянці нафтопроводу, де нафта рухається як в'язкопластична рідина.

Знаходимо швидкість руху ядра потоку в'язкопластичної рідини

$$U = \frac{P_{2A}}{4L_2 \eta_2} (R - R_{я})^2 \cdot \quad (30)$$

Як кінцеве значення втрат тиску на другій ділянці P_2 вибираємо більше із двох розрахованих значень P_{2H} і P_{2A} .

Обчислюємо загальні втрати тиску в нафтопроводі при заданій витраті нафти

$$P_{заг} = 1,02(P_1 + P_2) + \Delta z \rho g + P_k \cdot \quad (31)$$

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

Δz – різниця геодезичних позначок кінця і початку нафтопроводу;

P_k – технологічно необхідний тиск у кінці нафтопроводу.

На трасі нафтопроводу на відстані LP від його початку є підвищена точка, яка за деяких режимів його роботи може бути перевальною.

Тому при гідралічних розрахунках нафтопроводу необхідно контролювати тиск нафти у цій точці, обчислюючи його за формулою

$$P_{nep} = P_{рег} - \rho_1 g (z_{nep} - z_n) - 1,02 P_{LP} \cdot \quad (32)$$

де: $P_{рег}$ – тиск нафти після регуляторів НПС Долина;

z_{nep} – геодезична позначка підвищеної точки на 41 км траси;

z_n – геодезична позначка початкової точки нафтопроводу;

P_{LP} – втрати тиску від тертя на ділянці до підвищеної точки траси нафтопроводу.

Спочатку приймаємо, що тиск нафти після регуляторів дорівнює загальним втратам тиску

$$P_{рег} = P_{заг} \cdot \quad (33)$$

Якщо тиск нафти на підвищеній точці більший від 1 бар, то перекачування відбувається без перевальної точки і розрахунок закінчений.

Якщо розрахований тиск на підвищеній точці менший за 1 бар, то необхідно підняти лінію гідралічного нахилу, збільшивши тиск

після регуляторів насосної станції до такої мінімальної величини

$$P_{рег} = P_{заг} - P_{пер} + 1 \cdot 10^5. \quad (34)$$

На цьому теплогідравлічний розрахунок нафтопроводу при перекачуванні заданої кількості долинської нафти з додаванням певної концентрації депресатора закінчений. Визначені загальні втрати напору і відповідно необхідний тиск на виході регуляторів тиску насосної станції. Якщо цей тиск перевищує максимально допустимий тиск із умов міцності трубопроводу, то даний режим перекачування нафти з конкретним вмістом депресатора за певних температурних умовах не може бути реалізований.

Описана вище методика реалізована у програмі DANA. Основний розрахунковий алго-

ритм написаний на мові програмування Visual Basic і реалізований макросом у середовищі Microsoft Excel. За програмою DANA виконані багатоваріантні теплогідравлічні розрахунки нафтопроводу при перекачуванні долинської нафти з додаванням депресатора.

Література

1. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – Кременчук, 2001. – 517 с.
2. Болонний В.Т., Середюк М.Д. Дослідження реологічних властивостей нафти Долинського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13). – С. 34-40.

УДК 622.692.4

СТІЙКІСТЬ ТРУБОПРОВОДУ НА РЕМОНТНІЙ ДІЛЯНЦІ

М.М.Семеген

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46077;
e-mail: public@nung.edu.ua

На основаних інтегральних преобразованих Фурье определено критическое значение перепада температур металла трубы по длине трубопровода, по которому можно судить о степени возможного продольно-поперечного изгиба трубопровода с учетом температуры окружающей среды. Это позволяет в разных температурных режимах проводить ремонтные работы подземных трубопроводов

In the article based on the integral transformations of Furje there is determined critical meaning of temperature changes of pipes metal lengthwise of pipeline in repairing area and owing to this it is possible to judge about scale of possible lengthwise-cross bending of pipeline taking into consideration the environmental temperature. It enables to do repairing works of underground pipelines at different temperature regimes.

Трубопроводи перебувають у складному напруженому стані, піддаючись дії внутрішнього тиску продукту, а також інших багаточисельних навантажень, які по-різному проявляються в особливих ситуаціях. При цьому міцнісні показники трубопроводу повинні забезпечувати його роботоздатність в будь-яких умовах і при будь-яких ситуаціях. Під час експлуатації трубопроводів внаслідок різних причин виникають ситуації, коли необхідно проводити ремонтні роботи. Наприклад, внаслідок розмиву ділянки трубопроводу частина його знаходиться в ґрунті, а частина на повітрі чи у воді, тому трубопровід знаходиться в різних температурних режимах. Нормативних даних для визначення напруженого стану трубопроводів на ремонтних ділянках немає, оскільки на нього в експлуатаційних умовах впливати можуть, окрім внутрішнього тиску, ще:

- просадки ґрунту;
- тиск сповзаючих ґрунтів;
- рельєф місцевості і інше.

Як бачимо, в такій ситуації положення трубопроводу і відповідно напружений стан відрізняється від проектного. В таких умовах наявність в тілі трубопроводу різних температурних градієнтів призводить до утворення нерівномір-

них деформацій його елементів. Оскільки суцільність тіла трубопроводу не повинна порушуватись, в ньому виникає система температурних деформацій і відповідних їм температурних напружень, які залежать від розподілу температури по тілу труби.

Тому одним із найбільш раціональних способів при ремонтних роботах є контроль напружено-деформованого стану металу труби трубопроводу в критичних перерізах. В кожному випадку треба розглядати розрахункову модель, наближену до реальної.

Відомі розв'язки задач такого типу, що належать В.І.Смирнову, В.В.Кабанову [4], К.Е.Бирсану, де прогин w при втраті стійкості задавався у вигляді тригонометричного ряду. Для такого характеру зусиль розв'язання задачі в тригонометричних рядах досить трудомістке, оскільки доводиться проводити математичні операції з великим числом членів цього ряду.

Розглянемо ділянку трубопроводу з різним градієнтом температури на рисунку 1. На даному рисунку показано частину заглибленого в ґрунт трубопроводу, який перебуває при температурі T_1 , а частина звільнена від ґрунту під час ремонтних робіт, – при температурі T_2 , яка