

“New Methods and Technologies in Petroleum Geology, Drilling and Reservoir Engineering”, (June 21 – 22), Cracow. – 2001. – P. 277–282.

Процес заміщення у трубопроводі однієї рідини іншою є неусталеним, однак, як свідчать результати досліджень [4, 5], при проведенні практичних розрахунків його можна вважати квазістаціонарним, фіксуючи при цьому окремі

УДК 622.692.4

МЕТОДИКА ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПОСЛІДОВНОМУ ПЕРЕКАЧУВАННІ НЕНЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН

В.Т.Болонний, М.Д.Середюк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: tzng@nung.edu.ua*

Предложена методика теплогидравлического расчета неізотермического нефтепровода при последовательной перекачке разнородных нефтей, характеризующихся неньютоновскими реологическими свойствами

The methods of heat-hydraulic calculations of non-isothermal oil pipeline were proposed. These methods were proposed during batching different kinds of oil, which characterized by non-Newtonian properties.

Методики розрахунку теплогидравлічних режимів роботи неізотермічного нафтопроводу, які наведені у роботах [1, 2, 3], дають змогу визначити пропускну здатність і режими роботи при перекачуванні одного сорту підігрітої рідини, яка характеризується ньютонівськими чи неньютонівськими властивостями.

У процесі експлуатації неізотермічних нафтопроводів нерідко мають місце процеси послідовного заміщення однієї рідини іншою, при цьому фізико-хімічні властивості, у першу чергу, реологічні характеристики транспорттованих рідин можуть бути суттєво відмінними. Аналіз фактичних режимів роботи неізотермічного нафтопроводу свідчить, що при циклічній технології його експлуатації на початку циклу здійснюється періодичне заміщення підігрітої малов'язкої нафти підігрітою високов'язкою нафтою, у кінці циклу — підігріта малов'язка нафта витісняє із трубопроводу партію підігрітої високов'язкої нафти. При цьому реалізується процес послідовного перекачування по трубопроводу при неізотермічному режимі нафт із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. У наявних на сьогодні роботах у більшості випадків процеси послідовного перекачування розглядаються стосовно ізотермічного перекачування, у першу чергу, малов'язких світлих нафтопродуктів [5]. Особливості послідовного перекачування високов'язких рідин при неізотермічному режимі розглянуті у роботі [6], однак там пропонуються наближені аналітичні рішення, справедливі для перекачування лише ньютонівських рідин.

Тому виникла практична необхідність розробки методики теплогидравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні рідин із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей, які характеризуються як ньютонівськими, так і неньютонівськими властивостями.

моменти положення зони контакту різносортих нафт. У результаті можна одержати для кожного моменту часу заміщення нафт пропускну здатність неізотермічного трубопроводу, закономірність зміни температури по довжині і величину загальних втрат тиску.

Методика теплогидравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні різносортих нафт базується на використанні математичних моделей усталеного неізотермічного руху у трубопроводі рідини, яка характеризується як ньютонівськими, так і неньютонівськими властивостями. Необхідними даними для проведення технологічних розрахунків є результати експериментального визначення реологічних параметрів високов'язких швидкозастигаючих нафт, а саме: залежність граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості нафти від температури. На відміну від існуючих методів розрахунку запропонована нами методика дає змогу інтегрально врахувати тепло тертя потоку, приховану теплоту кристалізації парафіну і зміну режиму руху і коефіцієнта гідравлічного опору у кожному перерізі неізотермічного нафтопроводу.

Приймаємо, що у початковий момент послідовного перекачування весь трубопровід заповнений високов'язкою рідиною. Далі розпочинається процес витіснення підігрітої високов'язкої рідини підігрітою малов'язкою рідиною.

При послідовному перекачуванні нафт зона їх контакту буде переміщуватися по довжині трубопроводу зі середньою швидкістю потоку. Розглядаємо момент часу, коли зона контакту різносортих нафт переміститься на відстань x від початку трубопроводу.

Розглядаємо загальний випадок, при якому температури підігріву різні для кожного сорту нафти. Для позначення параметра, що характе-

ризує малов'язку нафти, використовуємо індекс "м", для параметрів, що характеризують високов'язку нафту, вибираємо індекс "в".

Задаємося орієнтовним значенням температури нафти у зоні контакту $t_{k,m}$. Знаходимо орієнтовне середнє значення температури малов'язкої нафти на ділянці довжиною x . За відомими математичними моделями визначаємо середнє значення густини $\rho_{cp,m}$ та теплоємності $c_{cp,m}$ малов'язкої нафти.

Задаємося першим наближенням витрати нафти у трубопроводі Q , яке відповідає пропускній здатності трубопроводу при перекачуванні високов'язкої нафти. За формулою Шухова розраховуємо температуру нафти у зоні контакту без урахування впливу тепла тертя потоку. Використовуючи метод ітерацій, уточнюємо середні значення фізичних властивостей малов'язкої нафти. Уточнене значення кінцевої температури партії малов'язкої нафти $t_{k,m}$ знаходимо методом послідовних наближень, розв'язавши числовими методами таке рівняння:

$$\frac{K\pi D x}{Q\rho_{cp,m}c_{cp,m}} = \int_{t_{k,m}}^{t_{n,m}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi_m v_m^m}, \quad (1)$$

де: K – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище;

D – внутрішній діаметр трубопроводу;

t_o – температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу;

φ_m – комплекс параметрів для врахування впливу тепла тертя потоку за умов перекачування малов'язкої нафти;

v_m – кінематична в'язкість малов'язкої рідини за температури t ;

m – змінний для кожного перерізу трубопроводу коефіцієнт режиму руху в узагальненій моделі Лейбензона.

Методика розв'язування інтегрального рівняння (1) детально описана в роботі [3].

Числовими методами обчислюємо значення інтеграла $I_{v,m}$, величина якого пропорційна втратам напору від тертя на ділянці трубопроводу, яка заповнена малов'язкою нафтою

$$I_{v,m} = \int_{t_{k,m}}^{t_{n,m}} \frac{\beta Q^{2-m} v_m^m dt}{D^{5-m} (t - t_o - \varphi_m v_m^m)}, \quad (2)$$

де β – змінний для кожного перерізу трубопроводу коефіцієнт режиму руху в узагальненій моделі Лейбензона.

Знаходимо втрати напору від тертя на ділянці трубопроводу, заповненій малов'язкою нафтою,

$$H_{T,m} = \frac{\Delta_r x}{\text{Шу}_m} I_v. \quad (3)$$

де: Δ_r – поправка на неізотермічність потоку нафти по радіусу труби;

Шу_m – параметр Шухова для ділянки трубопроводу, яка заповнена малов'язкою нафтою.

При послідовному перекачуванні нафт з різною густиною для знаходження пропускної здатності нафтопроводу на відміну від випадку перекачування однієї рідини необхідно розв'язати рівняння балансу не напорів, а тисків. Тому визначаємо загальні втрати тиску на ділянці трубопроводу, яка заповнена малов'язкою нафтою,

$$P_{заг,m} = 1,02 H_{T,m} \rho_{cp,m} g + (z_x - z_n) \rho_{cp,m} g. \quad (4)$$

Переходимо до теплогідравлічного розрахунку ділянки нафтопроводу, яка заповнена підігрітою високов'язкою нафтою. Приймаємо, що кінцева температура партії малов'язкої нафти дорівнює початковій температурі високов'язкої нафти $t_{k,m} = t_{n,e}$.

На початку процесу витіснення більша частина трубопроводу заповнена високов'язкою нафтою. У загальному випадку у частині трубопроводу довжиною $L - x$, яка заповнена високов'язкою швидкозастигаючою нафтою, можуть мати місце такі режими руху:

у діапазоні температур від $t_{n,e}$ до t_{nn} (температура початку кристалізації парафіну) — турбулентний режим руху ньютонівської рідини на ділянці довжиною L_{e1} ;

у діапазоні температур від t_{nn} до t_{kp} (критична температура) — турбулентний режим руху неньютонівської рідини на ділянці довжиною L_{e2} ;

у діапазоні температур від t_{kp} до t_k — ламінарний режим руху неньютонівської рідини на ділянці довжиною L_{e3} .

Використовуючи методику теплогідравлічного розрахунку, наведену у роботі [3], розраховуємо втрати напору на кожній із ділянок із різними режимами руху високов'язкої рідини

$$H_{T,e1} = \frac{\Delta_{r1} L_{e1}}{\text{Шу}_{e1}} I_{v,e1}, \quad H_{T,e2} = \frac{\Delta_{r2} L_{e2}}{\text{Шу}_{e2}} I_{v,e2},$$

$$H_{T,e3} = \frac{\Delta_{r3} L_{e3}}{\text{Шу}_{e3}} I_{v,e3}. \quad (5)$$

Визначаємо загальні втрати тиску на частині трубопроводу, яка заповнена високов'язкою нафтою

$$P_{заг,e} = 1,02 (H_{T,e1} \rho_{cp,e1} + H_{T,e2} \rho_{cp,e2} + H_{T,e3} \rho_{cp,e3}) g + (z_k - z_x) \rho_{cp,e} + P_k, \quad (6)$$

де: g – прискорення сили тяжіння;

z_k, z_x – геодезичні позначки кінця трубопроводу і зони контакту двох різносортих нафт;

P_k – технологічно необхідний тиск нафти у кінці трубопроводу.

Загальні втрати тиску у неізотермічному трубопроводі при знаходженні зони контакту

на відстані x від початку трубопроводу дорівнюють

$$P_{заг} = P_{заг_м} + P_{заг_г} \quad (7)$$

За умови, що насоси головної нафтоперекачувальної станції (ГНПС) заповнені мало-в'язкою нафтою, тиск на виході станції визначаємо за формулою

$$P_{гнпс} = (A - B Q^2) \rho_m g, \quad (8)$$

де A, B – коефіцієнти математичної моделі сумарної напірної характеристики насосів ГНПС.

Перевіряємо виконання умови енергетичного балансу у неізотермічному трубопроводі. Якщо виконується умова

$$P_{заг} < P_{гнпс}, \quad (9)$$

то збільшуємо витрату нафти у трубопроводі.

Методом ітерацій знаходимо пропускну здатність неізотермічного нафтопроводу для довільного положення x зони контакту різносортих нафт. Визначаємо температуру послідовно транспортованих нафт у характерних точках трубопроводу. Розраховуємо режим роботи насосів ГНПС для кожного моменту витіснення високов'язкої нафти малов'язкою рідиною.

Аналогічним чином, розраховується процес витіснення із трубопроводу підігрітої малов'язкої ньютонівської рідини високов'язкою ньютонівською рідиною.

Описаний обчислювальний алгоритм нами реалізований у програмі ANOMPP, яка написана на мові Qbasic. Апробація методики і програми виконана шляхом виконання теплогідрравлічних розрахунків діючого неізотермічного нафтопроводу у процесі витіснення високов'язкої долинської нафти малов'язкою російською нафтою. Порівняння розрахованих і фактичних параметрів роботи нафтопроводу свід-

Проблеми паливно-енергетичного ринку України зумовлюють необхідність розвідки нових покладів вуглеводнів на різних глибинах, чить про достатню адекватність методики і можливість її практичного застосування у практиці трубопровідного транспорту нафт різних сортів.

Література

1. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – Кременчук, 2001. – 517 с.
2. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 89 с.
3. Середюк М.Д., Болонний В.Т. Методика теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу з врахуванням ньютонівських властивостей нафти // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2(7). – С. 59-64.
4. Середюк М.Д., Івоняк А.С. Гідрравлічні розрахунки витіснення нафти з першої нитки нафтопроводу Лисичанськ-Тихорецьк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3 (8). – С. 103-108.
5. Люта Н.В. Математична модель гідродинамічного режиму роботи нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – Вип. 36. – Т.5. – С. 22-29.
6. Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. – М.: Недра, 1976. – 220 с.

особливо в розрізах палеогенової системи Бориславсько-Покутської зони. Особливість геологічної будови цього району, а також аналіз умов утворення промислових скупчень вуглеводнів засвідчує, що це є найбільш перспектив-

УДК 553.832

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПАЛЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ

¹Д.Д.Федоришин, ²В.М.Стасула, ²С.І.Гривнак, ¹Я.М.Коваль, ¹С.Д.Федоришин

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nung.edu.ua

²ЗАТ "Реґіон", 76014, м. Івано-Франківськ, вул. Коновальця, 221, тел. (03422) 775392,
e-mail: region@.if.ukrtel.net

Сложное геологическое строение нефтегазовых месторождений снижает информативность геофизических исследований, определяет уменьшение добывающих запасов углеводородов. Создание геологических моделей позволяет уточнить структуру залежи. Построенные структурные карты и геологические разрезы по способу аналогии и учету результатов геофизических исследований позволяют осуществлять прогноз перспектив поиска углеводородов на Тереснянской и Акрешорской площадях.

The difficult geological structure of oil and gas deposits lowers informing of geophysical researches, determines reduction of extractive supplies of hydrocarbons. Creation of geological models allows to refine the structure of bed. The built structural cards and geological views on the method of analogy and consideration of results of geophysical researches allow to carry out the prognosis of prospects of search of hydrocarbons on the Teresnyanska and Areshorska areas.