

## Література

1. Бойко Р.В. Регулювання розробки нафтових родовищ застосуванням горизонтальних свердловин: Дисертація на здобуття наук. ступ. канд. техн. наук; 05.15.96. – К., 1996. – 306 с.
2. Бойко В.С. Підземна гідромеханіка.
3. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е. Быков и др. – М., 1986. – 278 с.

відрізняються, що призводить до суттєвих помилок при визначенні гідровтрат. Ця особли-

4. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М.: Недра, 1966. – 284 с.
5. Борисов Ю.П. и др. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
6. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами / В.С.Евченко и др. – М.: Недра, 1986. – 278 с.
7. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.

УДК 622.276.66.022 (477)

## ВИЗНАЧЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ВТРАТ ПІД ЧАС РУХУ РІДИНИ В ТРУБАХ У ПРОЦЕСІ ПОТУЖНОГО ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

<sup>1</sup>В.В.Григораш, <sup>2</sup>І.С.Кісіль

<sup>1</sup>Центральна науково-дослідна лабораторія ВАТ “Укрнафта”,  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Пн. бульвар ім. Пушкіна, 3

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
тел. (03422) 46077, e-mail: public@ifdtung.if.ua

*Приведен анализ физико-химических свойств жидкости, что используется при проведении мощного гидроразрыва пласта, а также параметров движения этой жидкости на потери давления в насосно-компрессорных трубах.*

*The analysis of physical and chemical properties of liquid, that is used for conducting of powerful гидроразрыва layer, and also parameters of motion of this liquid on the losses of pressure in pump-compressor pipes is resulted.*

Проблема контролю за процесом потужного гідророзриву пласта (ПГРП) та інтерпретації перебігу процесу при цьому є однією з ключових для забезпечення його високої ефективності, що є неможливим без визначення гідравлічних втрат на тертя рідини в насосно-компресорних трубах (НКТ).

Опрацьовані основні методичні підходи визначення гідравлічних втрат тиску на тертя рідини в трубах, а саме: визначення гідравлічних втрат за стрибком тиску на момент до припинення помпування, спосіб контролю гідравлічних втрат за американською програмою MFgas-II [1], який призначений, в основному, тільки для певного типу рідин виробництва США, спосіб визначення гідравлічних втрат тиску на тертя за наближеними емпіричними залежностями [2], які були отримані в результаті статистичної обробки накопичених промислових даних.

Аналіз вищевказаних схем визначення гідравлічних втрат дозволяє зробити висновок, що вони є дієвими для наближеної оцінки втрат тиску на тертя в НКТ, але не враховують реологічні властивості рідин, що є визначальними при визначенні гідровтрат. З практики проведення ПГРП відомо, що реологічні властивості рідин, навіть одного типу, в залежності від якості реагентів та технології приготування значно

вість ускладнює використання вищевказаних схем контролю гідровтрат і вимагає розробки методики, яка враховувала б реологічні властивості рідин.

Для розв'язку цього завдання спочатку була опрацьована методика розрахунку градієнта втрат тиску на тертя за відомими реологічними показниками, що базується на методиці, розробленій американським нафтовим інститутом “American Petroleum Institute” [3].

Суть цієї методики полягає в такому.

Розчини, циркулюючи з різними швидкостями, можуть рухатись при цьому в декількох режимах. У загальному випадку виділяють два режими руху: ламінарний і турбулентний. Для визначення режимів руху рідин по НКТ знаходять число Рейнольда [3]:

$$Re = V \times d \times \rho / (\mu_a \times (3n+1) / 4n)^n, \quad (1)$$

де:  $V$  – швидкість руху в трубі (НКТ), м/с;

$d$  – внутрішній діаметр труб, м;

$\rho$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu_a$  – умовна в'язкість рідини, Па·с;

$n$  – індекс поведінки рідини.

Швидкість руху в трубі (НКТ) визначається як відношення поточної витрати  $Q$  до площі поперечного перерізу труби  $F$ :

$$V = Q/F = Q/0.785d^2. \quad (2)$$

Умовна в'язкість рідини визначається за формулою

$$\mu_a = K \times \gamma^{n-1}, \quad (3)$$

де  $K$  – коефіцієнт консистентності, Па·с<sup>n</sup>.

Швидкість зсуву рідини в НКТ  $\gamma$  (відношення різниці швидкостей між шарами рідини до відстані між ними) визначають так:

$$\gamma = ((3n+1)/(4n)) \times (32Q/(\pi d^3)). \quad (4)$$

Величина  $n$  – це міра відхилення характеристик неньютонівської рідини від ньютонівської ( $n \leq 1$ ). Якщо  $n = 1$ , то рідина є ньютонівською і графік зміни її умовної в'язкості від швидкості зсуву буде прямою горизонтальною лінією.

Залежно від властивостей рідини умови її руху поділяють на:

- 1 – умови руху для ньютонівських рідин,
- 2 – умови руху для неньютонівських рідин.

У першому випадку визначення режиму руху відбувається за такими умовами:

- $Re < 2100$  (ламінальний потік),
- $Re > 2900$  (турбулентний потік),
- $2100 \leq Re \leq 2900$  (перехідний режим).

Для неньютонівських рідин, які мають місце при ПГРП, вибір режиму є таким:

- $50 < Re < 750$  – перехідний режим;
- $Re \geq 750$  – турбулентний режим

Далі для розрахунку градієнта тиску втрат на тертя  $P_p/L$ , необхідно визначити коефіцієнт тертя рідини  $f$ . Його знаходять у відповідності до режиму руху наступним чином [3]:

а) ламінальний потік:

$$f = \frac{16}{Re}; \quad (5)$$

б) турбулентний потік:

$$f = \frac{a}{Re^b}, \quad (6)$$

де

$$a = \frac{\log n + 3,93}{50}; \quad b = \frac{1,75 - \log n}{7}; \quad (7)$$

в) перехідний режим:

$$f = \frac{Re - 2100}{800} \cdot \left[ \frac{a}{2900^b} - \frac{16}{2100} \right] + \frac{16}{2100}. \quad (8)$$

Визначивши режим руху рідини та коефіцієнт тертя рідини градієнт втрат тиску визначають за рівнянням Фенінга [3]

$$\frac{P_p}{L} = f \cdot 0,002 \cdot V^2 \cdot \frac{\rho}{d}, \quad (9)$$

де  $P_p/L$  – градієнт втрат тиску, кПа/м.

Виконавши розрахунки за викладеною вище методикою для американських рідин з відомими реологічними характеристиками, що надані фірмою виробником, та порівнявши їх з розрахунками гідровтрат, визначених моделюванням за реальними даними проведеного про-

цесу програмою MFrac-II [1], ми бачимо, що вказана вище методика описує характер руху рідини з деякими розбіжностями. Тому нами було запропоновано ввести в розрахунок коефіцієнт неоднорідності  $k_{tr}$ , який враховував би вплив неякісної внутрішньої поверхнею труб, по яких помпуються рідини, додатковий гідравлічний опір у перфорованій частині колони, часткове руйнування структури гелю під час його помпування. Цей коефіцієнт можна визначити на основі промислових досліджень. Тоді визначення градієнта втрат ПГРП  $P_p/L_{ПГРП}$  буде наступним:

$$P_p/L_{ПГРП} = P_p/L \times k_{tr}. \quad (10)$$

На основі досвіду проведених робіт з ПГРП нами розроблена методика визначення  $k_{tr}$ . Після проведення першого етапу процесу ПГРП, а саме мініГРП, знаючи реологічні характеристики помпованої рідини аналізуємо значення гідравлічних втрат за вищевикладеною методикою і знаходимо значення гідровтрат на момент закінчення нагнітання рідини. Паралельно визначаємо реальне значення гідровтрат на момент закінчення помпування технологічної рідини за способом миттєвого зниження тиску в кінці помпування [2]. Порівнюючи отримані результати, визначаємо коефіцієнт неоднорідності  $k_{tr}$ .

Повторно виконавши порівняння розрахунків з урахуванням коефіцієнту неоднорідності та розрахунків гідровтрат за програмою MFrac-II [1], ми встановили, що розрахунки за відкоригованою методикою збігаються з розрахунками за програмою.

Для прикладу, за вищевикладеною методикою проведено розрахунки для різних витрат рідини (табл. 1).

У даному прикладі для розрахунку використані реальні дані помпування по НКТ з діаметром 73 мм полімерно-емульсійної рідини густиною 990 кг/м<sup>3</sup>, реологічні характеристики якої є відомі (досліджені в лабораторних умовах): коефіцієнт консистентності  $K=0.541$  Па·с<sup>n</sup>, індекс поведінки рідини  $n=0.66$ . За результатами мініГРП ми визначили, що  $k_{tr}=0.45$ .

Як видно з табл. 1 із збільшенням витрати помпування умовна в'язкість рідини  $\mu_a$  зменшується, що вказує на неньютонівські властивості досліджуваної рідини.

З розрахунку числа Рейнольдса можна зробити висновок, що при помпуванні високов'язких неньютонівських рідин вже при малих витратах (0.2-0.4 м<sup>3</sup>/хв) рух рідини стає турбулентним, а це, у свою чергу, сприяє частковому руйнуванню структури гелю, що викликає розбіжності між розрахованим значенням  $P_p/L$  та фактичним градієнтом втрат. Виконавши розрахунок  $P_p/L_{ПГРП}$  (враховуючи коефіцієнт неоднорідності), отримано задовільне співпадання результатів.

З метою оцінки різниці можливих гідравлічних втрат під час ПГРП визначено гідровтрати полімерно-емульсійної рідини для різних типорозмірів труб (рис. 1).

Для оцінки достовірності визначення градієнта гідровтрат при ПГРП ( $P_p/L_{ПГРП}$ ) за розробленою методикою виконано розрахунки для інших технологічних рідин можливих при ПГРП, з урахуванням їх реологічних характе-

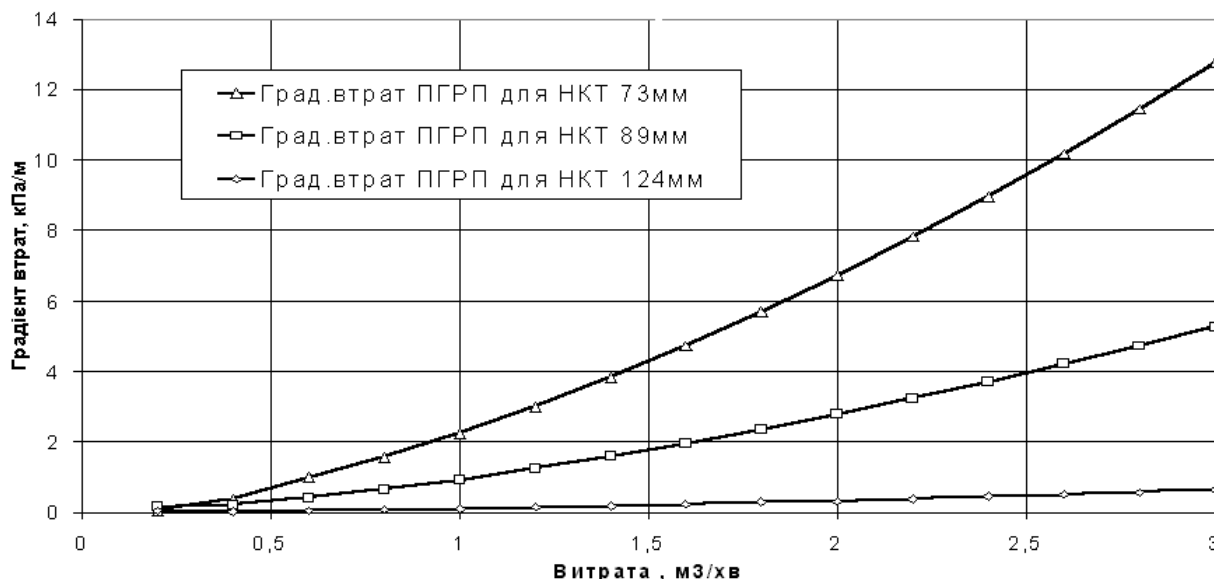


Рисунок 1 — Графіки залежностей градієнта гідравлічних втрат на тертя в НКТ полімерно-емульсійного розчину від витрати для різних типорозмірів труб

ристик. Після порівняння з фактичними даними отримано задовільне співпадання результатів.

Таким чином, ми отримали схему контролю гідравлічних втрат тиску на тертя рідини в НКТ, за якою, знаючи реологічні характеристики помпованих рідин і за наявності поточних даних проведення процесу в часі, можна в кожний момент часу здійснювати контроль за гідравлічними втратами по НКТ.

#### Література

1. "MFRAC-II" Hydraulic Fracturing Simulator USA Meyer & Associated, Inc., 1994.
2. Качмар Ю.Д., Григораш В.В. Кісіль І.С. Розробка методологічних підходів для контролю і аналізу процесу гідравлічного розриву пласта // Методи та прилади контролю якості. – 2002. – №8. – С. 94-96.
3. "The Reology of oil-well drilling fluids" American petroleum institute, USA, 1989.

УДК 622.692.4

## РОЗРАХУНОК ПОВНОГО КОЕФІЦІЄНТА ТЕПЛОВІДДАЧІ ВІД НАФТИ В НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ ДЛЯ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ

В.Т.Болонний

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

*Предлагается методика и программное обеспечение для определения полного коэффициента теплопередачи от нефти в окружающую среду для подземных и надземных участков неизолированного нефтепровода при перекачке высоковязкой нефти.*

*The methods and the software environment for determining of full coefficient of heat transmission from oil to environment were proposed at this article. Such work was done for underground and overhead oil pipelines during pumping of high-viscosity oil.*

Повний коефіцієнт тепловіддачі від нафти в навколишнє середовище – це комплексний параметр, який значною мірою визначає теплові втрати під час транспортування попередньо підігрітих рідин, величину гідравлічних втрат і режим роботи неізотермічного нафтопроводу загалом.

У загальному випадку величина повного коефіцієнта тепловіддачі залежить від десятків факторів: фізико-хімічних властивостей нафти, теплофізичних властивостей навколишнього середовища, геометричних параметрів трубопроводу, способу його прокладання, ха-