

УДК 622.276.53

МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЕНТУ ТЕРТЯ ПРИ ОБРАХУНКУ ПЛУНЖЕРНИХ ДИНАМОГРАМ

© Євчук О.В., 2003

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Запропоновано метод визначення коефіцієнта тертя на основі розрахунку середнього відхилення розрахованої плунжерної динамограми від теоретичної для вибраних значень коефіцієнта тертя.

Сьогодні найбільш розповсюдженим методом діагностування штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ) залишається динамометричний, який забезпечує ефективне діагностування лише для тихохідних режимів роботи. З метою розширення області застосування цього методу для динамічних режимів ще в 50-х роках були розроблені методи перерахунку наземної динамограми в плунжерну на основі такого хвильового рівняння руху колони штанг ШГНУ [1, 2]:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - b \frac{\partial u}{\partial t},$$

де $u(x,t)$ – переміщення точки, розташованої на відстані x від гирла свердловини, в момент часу t ; a – швидкість звуку в матеріалі штанг, b – коефіцієнт тертя. Вихідними даними для розрахунку плунжерної динамограми є інформація про конструкцію штангової колони та колони насосно-компресорних труб (довжини і діаметри ступенів колони) та динамограма (синхронно вимірні значення навантаження і переміщення за цикл качання), знята в точці підвісу штанг.

Для якісного аналізу при заданні параметрів a і b в принципі допустима деяка довільність, оскільки задачею такого аналізу є лише виявлення характерних дефектів ШГНУ і приблизна оцінка їх кількісних характеристик. Однак для проведення кількісного аналізу (наприклад, обрахунку коефіцієнтів наповнення і подачі) важливого значення набуває точність визначення одного із параметрів моделі, яка використовується при обрахунку плунжерної динамограми, зокрема, коефіцієнта тертя.

Коефіцієнт тертя визначається властивостями рідини, що видобувається – густиною і в'язкістю, наявністю в рідині абразивних частинок, а також конфігурацією (викривленістю) свердловини. Існує дві принципово різних групи методів визначення характеристики тертя:

1) теоретичні методи, на підставі різних

математичних моделей руху вузлів ШГНУ [2,3,4];

2) експериментальні методи, на підставі спеціально проведених експериментів з насосним обладнанням [2,5,6].

При використанні методів першої групи точність обрахунку коефіцієнта тертя визначається в першу чергу точністю визначення характеристик рідини, що видобувається – густини та в'язкості, а також систематичною похибкою математичної моделі, яка в будь-якому випадку є дещо ідеалізованою в порівнянні з реальними умовами (наприклад, враховується лише в'язке тертя [3], або сухе тертя [2]; не враховується можлива нерівномірність розподілу сил тертя по довжині колони тощо). Також відомо, що густина і в'язкість рідини залежать від тиску і температури на вибої та складу рідини, які можуть змінюватись в процесі експлуатації.

Серед експериментальних методів відомі [2, 6]:

1) дослід з вільною штангою (тобто при відсутності глибинного насоса, коли вважається, що вся робота в точці підвісу витрачається на тертя, рівномірно розподілене по її довжині);

2) на основі одночасної реєстрації наземної і глибинної динамограм, а також переміщення точки підвісу (метод ґрунтується на тому, що площі наземної і глибинної динамограм пропорційні роботам відповідно у точці підвісу і на плунжері);

3) на основі реєстрації динамограми при умові незаповнення глибинного насоса (товщина "хвоста" динамограми при незаповненні дорівнює подвійній величині сил тертя).

Всі названі методи вимагають суттєвого втручання в нормальний режим роботи ШГНУ: дослід з вільною штангою – демонтажу глибинного насоса, реєстрація глибинної динамограми – зупинки свердловини та проведення спуско-підйомних операцій вимірювального обладнання, а останній метод – примусового переведення свердловини в режим з незаповненням шляхом відкачки динамічного рівня нижче допустимого.

В роботі розглядається метод визначення коефіцієнту тертя, що дозволяє уникнути недоліків, притаманних усім вищезазваним методам. Як вихідна інформація використовується наземна динамограма, отримана обов'язково за умови нормальної роботи ШГНУ, тобто у випадку, коли плунжерна динамограма теоретично повинна наблизитись до паралелограмної (при незаякорених НКТ) або прямокутної (при заякорених НКТ). Метод ґрунтується на тому, що при неввірно заданому коефіцієнту тертя форма розрахованої плунжерної динамограми дещо спотворюється, причому степінь спотворення залежить від похибки заданого коефіцієнту тертя відносно дійсного, що і дозволяє визначити дійсне значення коефіцієнту тертя.

На рис.2 приведено результати розрахунку плунжерних динамограм із наземної динамограми нормальної роботи свердловини Б-420 Надвірнянського НГВУ (рис.1) при заданих коефіцієнтах тертя 0; 0.2 та 0.5. Розрахунки проводились за відомими формулами [2]. В даному випадку чітко видно, що найближчим до дійсного є значення $b=0.2$, а форма динамограми змінюється з прямокутної на опуклу при менших за дійсний значеннях коефіцієнту тертя та на ввігнуту – при більших.

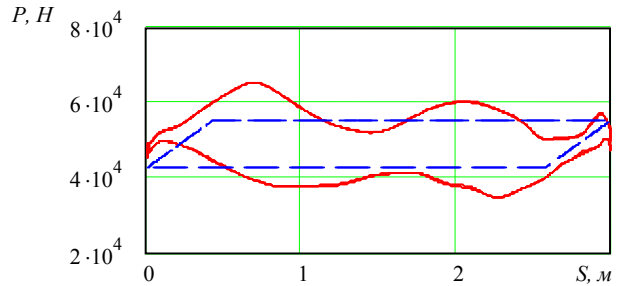


Рис. 1. Динамограма нормальної роботи для свердловини Б-420 Битківського родовища НГВУ "Надвірнанафтогаз" (глибина спуску насоса 1800м, довжина ходу $s=3$ м, кількість качань за хвилину – 6.5)

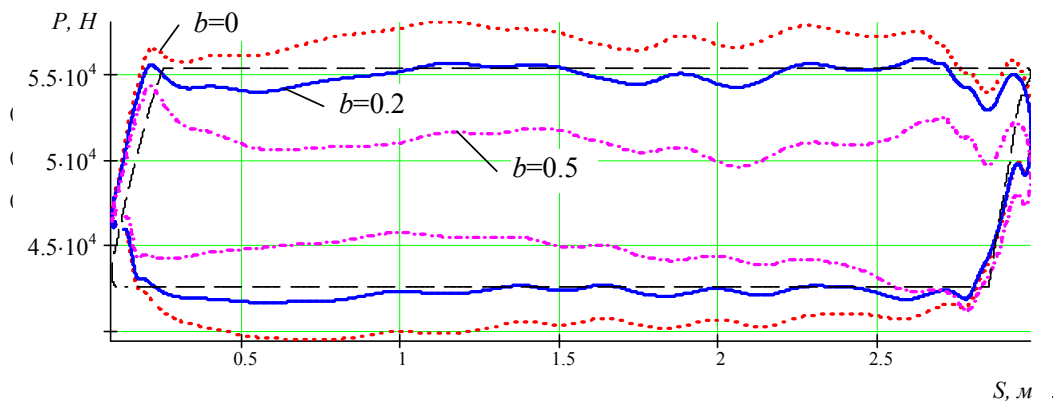


Рис. 2. Плунжерні динамограми для свердловини Б-420, розраховані при різних значеннях коефіцієнту тертя (--- – теоретична плунжерна динамограма)

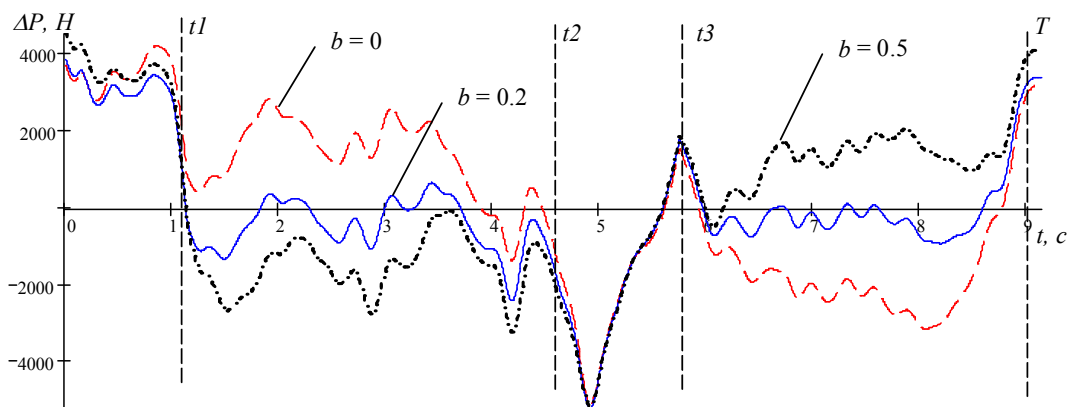
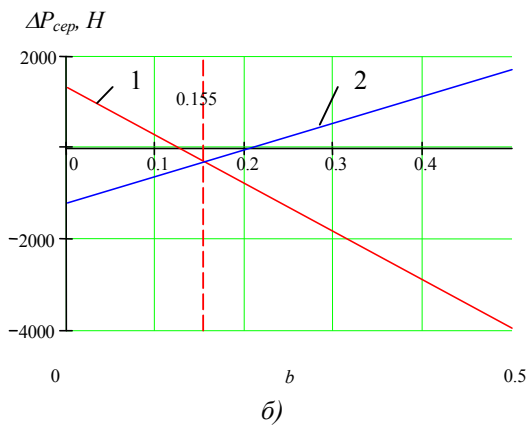
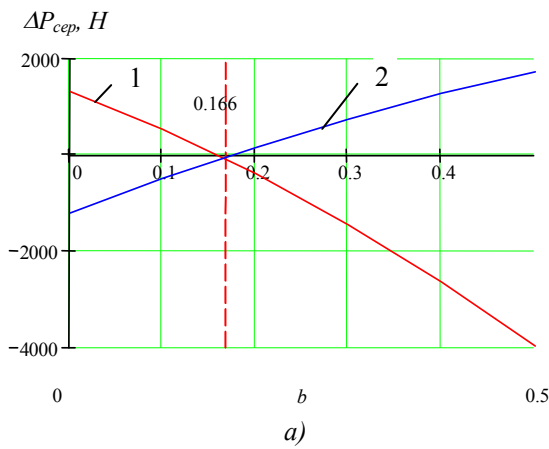


Рис. 3. Відхилення розрахованих плунжерних динамограм від теоретичної при різних значеннях коефіцієнту тертя b

На рис.3 показано часові залежності відхилення розрахованих плунжерних динамограм від теоретичної.



a) при зміні коефіцієнта тертя з кроком 0.05
б) лінійно апроксимована по двох точках

Рис. 4. Залежність середнього відхилення розрахованої плунжерної динамограми від теоретичної при русі штангової колони вгору (1) і вниз (2)

На ділянках сприйняття навантаження колоною штанг $0 - t1$ та зняття навантаження $t2 - t3$, коли сили тертя є мінімальними, криві майже співпадають для всіх значень коефіцієнта тертя. На ділянці $t1 - t2$, яка відповідає руху колони штанг вгору, відхилення є додатним при більшому за дійсний коефіцієнті тертя та від'ємним – при меншому; при русі колони штанг вниз (ділянка $t3 - T$) – навпаки.

На рис. 4а приведено розраховані середні значення відхилення плунжерних динамограм від теоретичної на інтервалах руху штангової колони вниз та вгору при зміні коефіцієнта тертя b від 0 до 0.5 з кроком 0.05. Обидві криві перетинають вісь абсцис при значенні $b = 0.166$, що і можна вважати дійсним значенням коефіцієнта тертя.

Приведені на рис.4а залежності є досить близькими до лінійних. Враховуючи наявність похибки вимірювання динамограми, систематичної похибки моделювання при розрахунку плунжерної динамограми, а також можливість деякої зміни реального коефіцієнта тертя в процесі експлуатації ШГНУ, можна, з метою спрощення обчислень, запропонувати лінійну апроксимацію цих залежностей по двох точках, розрахованих для двох вибраних значень коефіцієнта тертя, наприклад, 0 та 0.5, як на рис. 4б. Дійсним значенням коефіцієнта тертя в цьому випадку, очевидно, слід вважати абсцису точки перетину кривих 1 і 2.

Порівняння результатів, приведених на рис.4, свідчить, що похибка визначення коефіцієнта тертя при такому спрощенні є незначною. Принаймні, плунжерні динамограми, розраховані для отриманих значень коефіцієнта тертя 0.166 та 0.155, візуально фактично не відрізняються, а різниця між ними менша, ніж між двома динамографами, знятими за два послідовні цикли качання ШГНУ (рис.5).

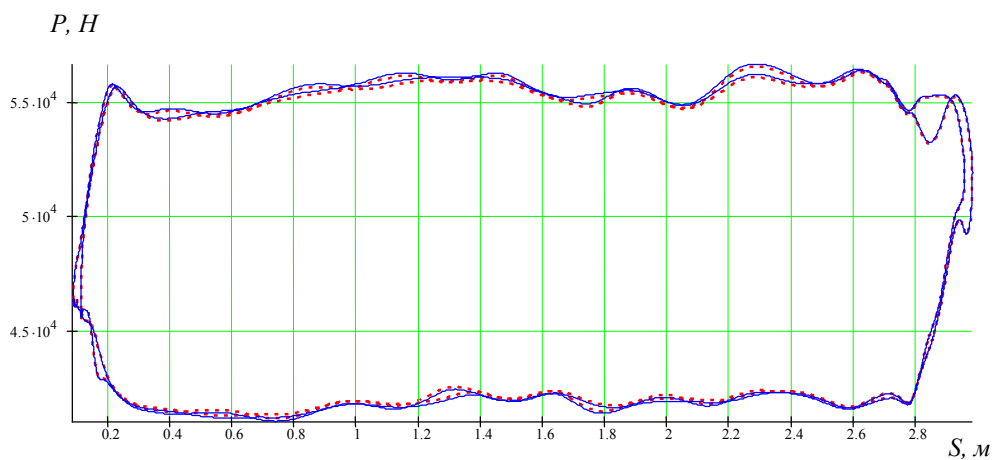


Рис. 5. Плунжерні динамограми за два послідовні цикли качання, обчислені для $b=0.166$ (—) та $b=0.155$ (- - -)

Аналогічні розрахунки були проведені для динамограм, знятих на інших свердловинах НГВУ “Надвірнанафтогаз” та “Бориславнафтогаз”. В усіх випадках характер результатів був таким же, як для розглянутої динамограми. Слід лише зазначити, що для деяких свердловин внаслідок наявності незначних витоків у приймальній або нагнітальній частині, непомітних на наземній динамограмі, форма плунжерної динамограми була дещо спотвореною на ділянках, що прилягають до інтервалів сприйняття і зняття навантаження (як у розглянутому випадку в кінці ділянки $t_3 - T$), в зв'язку з чим для практичних застосувань доцільно дещо звузити інтервал, на якому обраховується середнє значення відхилення розрахованої плунжерної динамограми від теоретичної.

Таким чином, описана методика дозволяє визначити коефіцієнт тертя для свердловини при наявності динамограми нормальної роботи ШГНУ. Така динамограма може бути знята, наприклад, після установки нового глибинного насоса. В подальшому розраховане значення може використовуватись для розрахунку плунжерних динамограм для даної свердловини, а також

уточнюватись на основі інших динамограм при умові, що режим роботи не характеризується наявністю явно виражених дефектів насосного обладнання.

1. Чарный И.А. Динамический расчет штанг глубоких нефтяных насосов. //Изв. АН СССР, ОТН.– 1949, Т.6. – с.98-103. 2. Вирновский А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. – ВНИИ избр. труды. – Вып. 57. – 1971. – 192 с. 3. Кадиров Н.Б. К вопросу исследования вынужденного колебательного движения колонны штанг станка-качалки глубиннонасосной установки (Определение сил трения, действующих на колонну штанг станка-качалки) //Изв.вузов. Нефть и газ. – 1981. – N12.- С.23-25. 4. Пирвердян А.М. Гидромеханика глубиннонасосной эксплуатации. – М.: “Недра”, 1968. – 306с. 5. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. М.: “Недра”,1979. – 213 с. 6. Касьянов В.М. Аналитический метод контроля работы глубинных штанговых насосов /ТНТО: сер. “Машины и оборудование нефтегаз.пром.” - ВНИИОЭНГ, М., 1973. – 95с.

УДК 681.5.015.23

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ЗАВАДОСТІЙКОСТІ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ

© Маслов І. В., 2003

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Розглянуті принципи завадозахищеного приймання сигналів при апріорній невизначеності завад. Показано, що простими методами на основі критерія Неймана-Пірсона можна забезпечити безперебійне оптимальне приймання сигналів в дискретно-неперервних каналах передачі інформації.

Методичною основою теорії завадостійкості є теорія імовірності і математична статистика. Вони широко використовуються при синтезі та аналізі оптимальних пристроїв і дозволяють порівняти їх між собою по тих чи інших критеріях, врахувати вплив реальних характеристик завадозахищеності та дати практичні рекомендації по вибору найкращого варіанту їх побудови.

Під дією завад сигнали, що передаються від джерел інформації, спотворюються. Тому реальні сигнали при їх прийманні завжди відрізняються від вихідних. Внаслідок цього визначення їх параметрів стає статистичною задачею. В результаті обробки

повідомлень, що спотворені завадою, з тою чи іншою імовірністю мають місце події, що утворюють наступну повну групу ситуацій:

– прийнято вірне рішення, що сигнал є корисним при умові, що в дійсності був переданий цей сигнал. Це подія розпізнання сигналу з імовірністю P_p ;

– прийнято невірне рішення, що сигнал є сигналом завади, тоді як в дійсності переданий корисний сигнал. Це подія подавлення корисного сигналу сигналом завади з імовірністю P_n ;

– прийнято вірне рішення, що ніякого сигналу