

УДК 622.276.53

## ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕНЗОМЕТРИЧНОГО ДАВАЧА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ДІАГНОСТУВАННЯ ШТАНГОВИХ ГЛИБИННО-НАСОСНИХ УСТАНОВОК

© Заміховський Л. М., Ровінський В. А., 2002  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

© Васьків О. В., 2002  
НГВУ “Бориславнафтогаз”

***Проаналізовані конструкція і результати випробувань тензометричного динамографа, який нечутливий до зміни температури полірованого штока штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ), та переваги розробленої на його основі підсистеми діагностування ШГНУ в порівнянні з серійними гідравлічними динамографами.***

Сьогодні основний об'єм нафти, що видобувається механізованим способом, припадає на штангові глибинно-насосні установки (ШГНУ). Тому актуальною є проблема забезпечення надійності і ефективності їх роботи. Вирішення цієї проблеми можливе на основі оперативної і вірогідної інформації про фактичний технічний стан ШГНУ, що вимагає використання методів і засобів діагностування. Серед значної кількості відомих методів діагностування ШГНУ загальноприйнятим методом сьогодні залишається динамометричний, що базується на аналізі динамограм – кривої зусилля на штангову колону (ШК) від переміщення точки підвісу штанг. Первинну інформацію при цьому отримують за допомогою гідравлічних чи тензометричних давачів – динамографів. Результати обробки динамограми дозволяють розпізнати близько тридцяти різноманітних варіантів технічного стану свердловинного насоса чи підземного обладнання (характер притоку свердловинної рідини, роботу клапанів, їх стан, знос плунжера і циліндра, негерметичність колони НКТ тощо). Існуючий парк гідравлічних динамографів, як показує практика, крім фізичного і морального старіння та низької точності, вимагає від персоналу значних фізичних зусиль і витрат часу при проведенні процесу динамометрування та подальшої обробки отриманих динамограм. Крім того, використання гідравлічних динамографів не дозволяє виявити коливні процеси в ШК, які в першу чергу визначають відмови елементів свердловинного насоса і підземного обладнання. Тому сьогодні широкого використання почали набувати тензометричні динамографи, принцип роботи яких полягає у вимірюванні напружено-деформованого стану (НДС), в основному, полірованого штоку, до якого вони кріпляться [1, 2]. Серед них найбільш перспективними є динамографи, які дозволяють вимірювати НДС

полірованого штока у поперечному до його осі напрямку. Через незначні розміри конструкції чутливого елемента такі динамографи можуть використовуватись при діагностуванні ШГНУ, в процесі роботи яких віддалі між траверсою і обв'язкою гирла свердловини при нижньому крайньому положенні головки балансира становить 5...10 см. Найбільш типова конструкція чутливого елемента тензометричного давача для вимірювання поперечних деформацій наведена на рис. 1. Така конструкція чутливого елемента має також суттєві недоліки, притаманні тензометричним системам, які зумовлені впливом зміни температури чутливого елемента на величину вихідного сигналу з тензодавача. Цей вплив співрозмірний із рівнем вихідного сигналу при нормальній роботі тензодавача. Принцип дії вимірювача поперечних деформацій ґрунтується на властивості зміни діаметру полірованого штока при сприйнятті і знятті навантаження на штангову колону. Це явище описується наступною залежністю:

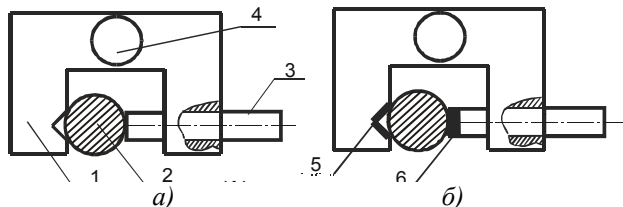
$$\varepsilon = \frac{\mu\sigma}{E},$$

де  $\varepsilon$  - деформація полірованого штока в поперечному до його осі напрямку,  $\mu$  - коефіцієнт Пуасона,  $\sigma$  - поздовжня деформація,  $E$  - модуль Юнга.

Навіть за умови прецизійного виготовлення твердотільних тензодавачів позбутись впливу температури без спеціальних заходів не вдається. При цьому електронна термокомпенсація мостових схем також не дає бажаних наслідків, що особливо помітно на свердловинах малої глибини. Нагрівання полірованого штоку викликається його тертям по поверхні ущільнення обладнання гирла свердловини при відсутності подачі нафти. Як показують проведені нами дослідження, шток при цьому може нагріватись до температури 60...120 °С. При цьому наяв-

ність прямого механічного контакту П-подібного вимірювача деформації із поверхнею штока призводить до швидкої передачі теплової енергії від штока до давача і нерівномірного нагрівання тензорезисторів. Похибка вимірювань в такому разі становить близько 20 %, що ставить під сумнів саму доцільність проведення вимірювань.

Відомо, що найбільш радикальним шляхом боротьби з негативними температурними впливами є термостатування вимірювальних елементів [8]. Проте пряме термостатування в даному випадку є недоцільним внаслідок значної втрати енергії через поверхню теплового контакту із полірованим штоком. Для усунення прямого термоконтакту із поверхнею можливого температурного впливу конструкція давача повинна мати зміни, які представлені на рис. 1б.



1 – пружний деформуючий елемент; 2 – полірований шток; 3 – затискний гвинт; 4 – послаблюючий отвір; 5, 6 – термоізолюючі прокладки

Рис. 1. Конструкції звичайного (а) та термоізолюваного (б) вимірювача поперечних деформацій

В конструкцію введені термоізолюючі прокладки, виготовлені із твердого теплоізолюючого матеріалу (склотекстоліт, ебоніт). Такі зміни дозволяють здійснити термостатування пружного деформуючого елемента одночасно із тензодавачами та схемою попереднього підсилення сигналу.

Дослідним шляхом здійснена перевірка працездатності термоізолюваної конструкції. Результати досліджень представлені на рис. 2.

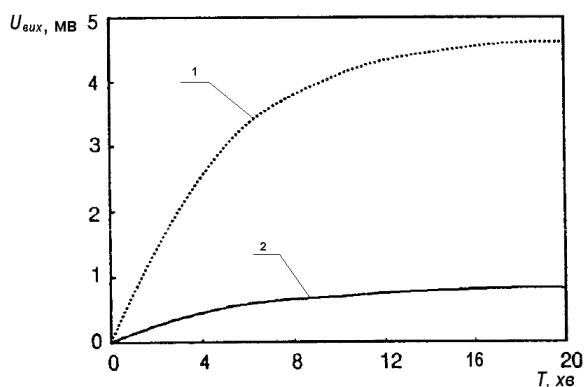


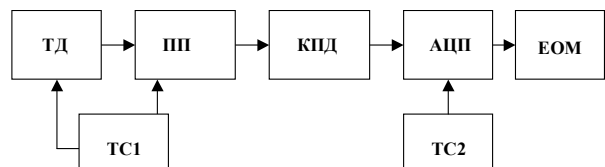
Рис. 2. Зміна вихідного сигналу  $U_{вих}$  термоізолюваного (2) і звичайного (1) давачів від часу  $T$  при однаковій температурі полірованого штока ( $60^{\circ}\text{C}$ ) та при відсутності навантаження на ньому

Суть експерименту полягала в наступному. На полірований шток, температура якого штучно утримувалась постійною ( $60^{\circ}\text{C}$ ), закріплювались термоізолюваний та звичайний давачі деформації. Шток механічно не навантажувался. При цьому, внаслідок дії температури, на виході давача мав місце паразитний сигнал. Результати вимірювання цього сигналу, які представлені на рис. 2, одержані без використання термостата. Додатковий розігрів вимірювальної схеми за допомогою термостата до температури верхньої межі атмосферного робочого температурного діапазону ( $40 \pm 0,7$ )  $^{\circ}\text{C}$  зводить вплив зовнішніх температурних залежностей до рівня 0,08 %, яким можна нехтувати.

При цьому спотворення динамограми внаслідок відмінності пружних властивостей деформуючого елемента та термоізоляційних пластин складає не більше 0,07 %, тому цим впливом у загальному балансі похибок також можна нехтувати.

Вдосконалений тензометричний динамограф є функціонально завершеним вузлом і однією з основних складових частин системи діагностування ШГНУ, яка не поступається кращим зарубіжним взірцям аналогічних систем, призначених для дослідження режиму роботи свердловин, контролювання стану ШГНУ та його прогнозування на подальший період роботи [3-7].

Структурна схема підсистеми діагностування за динамограмами із вдосконаленим тензометричним динамографом при цьому набуває вигляду, який показаний на рис. 3.



ТД – тензометричний давач, виконаний за принципом повної мостової схеми; ПП – попередній підсилювач, виконаний на інструментальному підсилювачі INA 141 з покращеними експлуатаційними характеристиками; TC1, TC2 – термостати; КПД – канал передачі даних; АЦП – аналогово-цифровий перетворювач AD7714; ЕОМ – електронно-обчислювальна машина системи збору даних

Рис. 3. Структурна схема тензометричного динамографа

За виконання вищевказаних конструктивних змін на 58 % зменшується енергія, яка витрачається при роботі термостатів.

Підсистема використовується у складі системи діагностування ШГНУ, розробленої на кафедрі комп'ютерних технологій в системах управління та автоматизації ІФНТУНГ. Система діагностування

складається з апаратного та програмного забезпечення, яке дозволяє здійснювати контроль технічного стану та режиму роботи ШГНУ за динамограмами, ватметрограмами, та комплексом вібраційних ознак. Система пройшла промислове випробування на нафтопромислах Бориславського та Надвірнянського НГВУ. Приклад порівняльного динамометру-

вання, виконаного за допомогою серійного гідравлічного динамографа та тензометричного динамографа, який входить до складу системи, наведений на рис. 4.

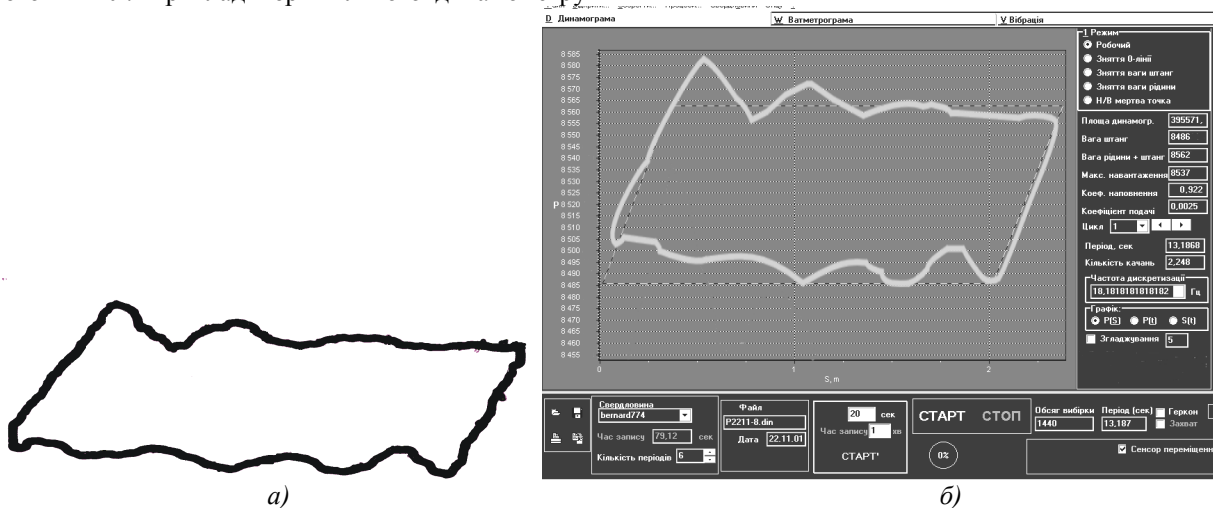


Рис. 4. Динамограма одержана за допомогою гідравлічного динамографа (а) і системи діагностування з удосконаленим тензометричним давачем (б)

З динамограм видно, що їх форма є однаковою. Однак до переваг тензометричного динамографа слід віднести: можливість визначення стану ШГНУ, які працюють в свердловинах з так званним “динамічним режимом”, що зумовлено їх високою точністю (досягнуто 2,5 % в порівнянні із 5...10 % для гідравлічних динамографів), можливість використання комп’ютеризованої системи. В свою чергу використання комп’ютеризованої системи має такі переваги:

можливість створення бази даних;

візуалізація результатів контролю динамограм в декількох формах: у вигляді класичної динамограми з прорисовкою лінії статичних навантажень (замкнута динамограма для одного циклу качень балансира, або для декількох безперервних циклів), у вигляді графіка зміни навантаження на полірований шток в часі, у вигляді сумісних графіків зміни навантаження і положення полірованого штока в часі в режимі накладання;

отримання даних про стан свердловинного насоса і підземного обладнання та порівняння їх з граничними значеннями;

оцінка максимально можливої подачі установки;

оптимізація режиму її роботи;

прогнозування технічного стану;

значна швидкодія, менший гістерезис і нелінійність при контролі навантаження і переміщень полірованого штока.

1. Аппаратно-програмные средства контроля глубинно-насосного оборудования // Обзорная информация., Серия “Автоматика и телемеханика в нефтяной промышленности” - М. ВНИИЭОНГ - 1988. - 56 с.
2. Васильків О. В., Замиховський Л. М., Ровінський В. А., Шумада В. М. Тензометричний давач для діагностування штангових глибинно-насосних установок // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Сер.: техн. кіберн. та електриф. об’єктів паливно-енергет. комплексу. - 2001. - Т. 6. - № 37 С. 201-209.
3. Гаус П. О., Лавров В. В., Налимов Г. П. Диагностические возможности моноблочных электронных динамографов “Сиддос-автомат” // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 7. - С. 87-88.
4. Климов М. М., Налимов Г. П., Лавров В. В. Мобильный диагностический комплекс “Сиаммастер - 3” - эффективный инструмент для исследования скважин” // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 10. - С. 123-124.
5. Composite catalog of Oil Well Equipment. Gulf Publishing / Houston. -1990-91.
6. Hunter J. S., Hubbel R. S., Reiter C. R. Renver unit well sarveillance and pump-off control system // Journal of Petroleum Technology. - 1978. - Vol. 30. - № 9. - P. 1319-1326.
7. Neely A. B. Pump-off control system boots production cuts costs // World Oil. - 1979. - Vol. 188. - № 7. - P.129-132.