

УДК 622.276.012.7

КОНТРОЛЬ РІВНЯ РІДИНИ В НАФТОВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИНАХ ЗА ДИНАМОГРАМОЮ

© Євчук О. В., Заміховський Л. М., 2002

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Розглядаються основні проблеми, які зустрічаються при визначенні рівня рідини за допомогою динамометрування. Формулюються вимоги до математичного апарату та обладнання, необхідних для реалізації даного методу.

На сьогоднішній день найбільш поширеним методом оперативного контролю роботи штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ) є динамометрування. Аналіз динамограм, тобто діаграм зусилля в точці підвісу штанг, дозволяє робити висновки про роботоздатність глибинного обладнання та об'єктивні умови його експлуатації, такі як ступінь впливу газу чи відкачку рівня рідини до прийому насоса. Зокрема, останнє суттєво впливає на форму динамограми, що і було покладено в основу алгоритму роботи систем автоматизованого контролю відкачки, досить широко розповсюджених в сучасній практиці нафтовидобутку [1]. З точки зору оптимізації процесу відкачки з метою покращення режиму експлуатації обладнання більш доцільно контролювати значення рівня на протязі всього часу відкачки і зупиняти установку при наближенні рівня до критичного з тим, щоб уникнути таких небажаних явищ як, наприклад, удари плунжера і рідини. Більшість сучасних рівнемірів реалізують найбільш поширений на даний час метод контролю рівня рідини – акустичний (ехометричний), який ґрунтується на вимірюванні часу проходження акустичного імпульсу від гирла свердловини до рівня рідини і назад. Вони забезпечують значно швидше отримання результатів вимірювання рівня, ніж для поплавкових рівнемірів, які досить широко застосовувались з цією метою у колишньому СРСР. Однак з точки зору витрат на виготовлення і експлуатацію системи розробка систем автоматичного контролю рівня на їх основі поки що не виправдовує себе у зв'язку з відносно високою вартістю акустичних засобів контролю рівня та обмежених можливостей їх автоматизації. Останнє не дозволяє їх стаціонарне встановлення на кожній свердловині. Щоправда, останнім часом з'являються повідомлення про розробку стаціонарних рівнемірів [2, 3], але відомості про їх широке застосування в нафтовій промисловості поки що відсутні.

З огляду на вищевказане представляється доцільним дослідження альтернативних методів оцінки рівня рідини в нафтовидобувних свердловинах. Зокрема, в [4] розглянуто метод визначення рівня за динамограмою. Суть методу полягає у визначенні

різниці між теоретично обрахованою вагою стовпа рідини в насосних трубах P_{pp} при умові, що рівень рідини знаходиться біля прийому насоса, та фактичною вагою стовпа рідини $P_{p\phi}$, визначеного з динамограми, звідки динамічний рівень може бути розрахованим так:

$$H = L - \frac{(P_{pp} - P_{p\phi})}{\rho_p F_{nl}}, \quad (1)$$

де L – глибина спуску насоса; F_{nl} – площа перерізу плунжера; ρ_p – густина рідини; p_2 , p_3 – гирловий та затрубний тиски;

$$P_{pp} = L \rho_p F_{nl} + (p_2 - p_3) F_{nl}. \quad (2)$$

Очевидною перевагою такого методу є поєднання в одному пристрої – динамографі – функціональних можливостей як традиційного діагностування технічного стану ШГНУ, так і контролю рівня рідини в затрубному просторі. Органічність такого поєднання підтверджується наявністю на російському ринку приладів типу “рівнемір-динамограф” для комплексних досліджень ШГНУ виробництва різних фірм [5...8].

Проте розробка методу використання динамографа як рівнеміра зустрічає суттєві проблеми, які можна виділити в наступні групи:

1) необхідність ретельного врахування всіх факторів, які впливають на форму і абсолютні значення кривої навантаження в точці підвісу штанг, в першу чергу тертя, а також сил інерції та власних коливань штангової колони;

2) необхідність використання високоточних вимірювальних засобів для отримання задовільної роздільної здатності по рівню рідини;

3) розробка алгоритму оцінки рівня, інваріантного до наявності дефектів насосного обладнання, які спотворюють форму динамограми.

Перша проблема тісно пов'язана з питаннями математичного моделювання руху штангової колони. Зрозуміло, що вага штанг в рідині може бути визначена безпосередньо з динамограми лише за умови відсутності або близькості до нуля тертя, власних коливань та інерційних ефектів, що може мати місце лише для дуже неглибоких свердловин з не-

ликим числом качань. Розробка методів перерахунку наземної динамограми в плунжерну [9] дозволяє виключити вплив перших двох факторів, оскільки результуюча плунжерна динамограма має форму, близьку до паралелограму (за умови відсутності дефектів насосного обладнання), проте точне врахування складової тертя в математичній моделі коливань залишається складною задачею. Оскільки зміна навантаження внаслідок дії сил тертя за величиною може бути значно більшою, ніж ефекти зміни навантаження внаслідок зміни рівня рідини, то саме неточність у визначенні цієї складової буде вносити суттєву похибку в розраховане значення рівня. При відсутності задовільного методу компенсації цієї похибки навіть використання надвисокоточних динамографів не дозволить забезпечити достатню точність при розв'язанні поставленої задачі.

Сформулюємо вимоги до точності вимірювальних засобів у припущенні, що впливом сил тертя можна знехтувати або певним чином повністю виключити цей вплив. При зміні рівня на величину Δh фактична вага рідини, виходячи з (1), змінюється на величину

$$\Delta P_{pf} = \Delta h \rho_p F_{nl}. \quad (3)$$

Задавши для визначеності $\rho_p = 900 \text{ кг/м}^3$ та діаметр плунжера 32 мм, отримаємо, що при зміні рівня на 1 метр $\Delta P_{pf} = 0,724 \text{ кг}$. При використанні динамографа з межами вимірювання 0...10 т (типовий діапазон) це означає допустиму межу приведеної похибки біля 0,007 %. В той же час у технічних даних на сучасні пристрої динамометрування [5, 6, 7, 10, 11] вказується значення приведеної похибки від 0,5 % до 5 %, а в [8] зазначається, що роздільна здатність по навантаженню пристрою СУДОС-комплекс складає не більше 100 Н, тобто біля 10 кг. Це говорить про те, що слід або конструктивно вдосконалювати вимірювальні засоби з метою досягнення більшої точності, або ж використовувати описаний метод лише для орієнтовної оцінки рівня з похибкою в десятки метрів.

Ще однією проблемою є те, що форма динамограми змінюється при наявності дефектів. Зокрема, при наявності витоку в приймальній чи нагнітальній частині глибинного насосу вага рідини, визначена за динамограмою, буде відрізнятися від фактичної, особливо при значних витоках (рис. 1).

Те саме стосується наявності витоків в насосно-компресорних трубах, а тим більше аварійної ситуації при обриві штанг. Це означає, що цілком коректний алгоритм оцінки рівня повинен включати хоча б мінімальні елементи діагностики технічного стану ШГНУ, по крайній мірі щодо наявності витоків та обривів штанг. Також не виключеною є непередбачувана зміна складової тертя внаслідок ефектів на зразок заклинювання плунжера, зміни властивос-

тей свердловинної рідини, відкладення парафіну тощо, що може бути помилково прийнято за результат зміни рівня рідини.

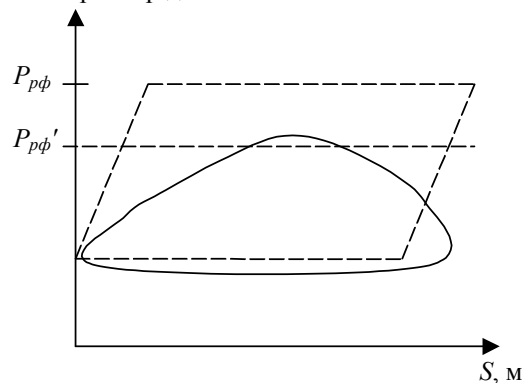


Рис. 1. Похибка визначення фактичної ваги рідини при наявності витоку в приймальній частині (P_{pf} — дійсне значення, P_{pf}' — визначене з динамограми)

Таким чином, розробка алгоритму оцінки рівня рідини за динамограмою, який забезпечував би достатню точність і достовірність результатів, потребує врахування значної кількості різноманітних факторів (зокрема, точного моделювання сил тертя та впливу дефектів), що вимагає вдосконалення чи модифікації існуючих математичних та діагностичних моделей ШГНУ, а також пов'язано з необхідністю розробки нових чи вдосконалення існуючих вимірювальних засобів.

1. Majek A. Pump-off control as a mature technology (www.ter-usa.com/HTML_PRODUCTS/mag-poc.htm)
2. Якушкин П. Л., Налимов Г. П., Белай И. Н. Уровнемер «Судос-автомат» // Нефтяное хозяйство. — 2001. - № 5. 3. Giangiocomo L. A., Hill D. R. Optimizing Pumping Well Efficiency With Smart Fluid-Level Controller Technology. — SPE 52210 presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium. - Oklahoma City, March 1999. 4. Зайцев Ю. В., Балакиров Ю. А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1986. — 302 с. 5. Динамограф-эхолот. Переносной прибор для оперативной диагностики нефтепромыслового оборудования (ДН-9) (<http://www.intekufa.ru>). 6. Комплекс эхолот/динамограф Микон-101-00 (<http://www.mikon.ru>). 7. Устройство диагностики скважин «УДС-25ДЭ» (динамограф+эхолот) (<http://v-1336.ru>) 8. Налимов Г. П. и др. Контроль параметров проблемных добывающих скважин уровнемером-динамографом «СУДОС-комплекс» // Нефтяное хозяйство. — 2000. - № 8. — С. 107-108. 9. Вирновский А. С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. — ВНИИ избр. труды. — Вып. 57. — 1971. — 192 с. 10. CAC Clamp on Beam Load Transducer (Beam Sensor) (<http://www.e-productionsolutions.com/Solutions/CAC>). 11. 5'' Horseshoe Dynamometer Transducer (<http://www.echometer.com/>)

