

конструктивні елементи для забезпечення найсприятливіших умов протікання потоку.

Отримані результати в загальному показують картину швидкостей потоку. Розв'язання рівнянь математичної моделі роботи клапана з демпферною камерою та проведення натурного експерименту дасть змогу задатись більш точними значеннями граничних умов кінцево-елементної моделі та відобразити детальніше процеси, які відбуваються при роботі клапана з демпферною камерою. Це ж дозволить оптимізувати конструкцію клапана з демпферною камерою, вибрати оптимальні розміри щілин демпферної камери та радіуси заокруглень.

кими нафтами. Для таких свердловин значення S_i визначається за формулою [2]

Література

1. Ливак И.Д. Исследование трехпоршневых буровых насосов и усовершенствование конструкций клапанных групп: Дисс. ... канд. техн. наук. – Ивано-Франковск, 1996. – 212 с.

2. Чаплинский С.С. Моделирование работы клапанов трипоршневых буровых насосов для повышения эффективности их проектирования та эксплуатации: Дис... канд. техн. наук. – Ивано-Франківськ, 2004. – 200 с.

3. Ливак И.Д., Одосій З.М., Чаплинский С.С. Экспериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3(8). – С. 13-16.

УДК 622.276.53

ДЕФОРМАЦІЯ ШТАНГ І ЗМЕНШЕННЯ ХОДУ ПЛУНЖЕРА У ВИКРИВЛЕНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

О.В.Прозур

Прилуцьке НГВУ ВАТ "Чернігівнафтогаз"; 17500, м. Прилуки, вул. Вокзальна, 1, тел./факс (04637) 32198

Определены деформации колонны штанг и потери хода плунжера в искривленных скважинах с учетом сил трения. Установлено влияние угла искривления на потери хода плунжера. Показано, что на потерю хода влияет положение участка искривления в колонне штанг. Рассмотрены колонны штанг с одним и двумя перегибами.

The deformations of a column of bars and loss of a course of the piston in the curved chinks are determined in view of forces of friction. The influence of a corner of a curvature on losses of a course the piston is established. Is shown, that the loss of a course is influenced by a rule of a site of a curvature in a column of bars. The trunks of bars with one and two excesses are considered.

Одним з важливих параметрів, який визначає продуктивність штангової глибинно-насосної установки, є довжина ходу плунжера занурювального насоса [1, 2]. Як засвідчують дослідження виконані експериментальним [3] і теоретичним [4, 5] методами, довжина ходу плунжера відрізняється від довжини ходу точки підвісу штанг. Це пояснюється пружними деформаціями колони штанг під дією прикладених статичних і динамічних сил.

Дійсний хід плунжера з врахуванням деформацій має значення [2]

$$S_{nl} = S + S_i - \Delta S,$$

де: S – довжина ходу точки підвісу штанг; S_i – збільшення довжини ходу плунжера за рахунок динамічних сил; ΔS – сумарна втрата ходу плунжера викликана деформацією штанг і насосно-компресорних труб під дією статичних сил.

Збільшення довжини ходу S_i плунжера викликане сумісною дією вимушених і власних коливань колони штанг під впливом періодичного руху точки підвісу штанг. Ця складова має достатній вплив на роботу занурювального насоса у вертикальних свердловинах з малов'яз-

кими нафтами. У викривлених свердловинах, де має місце значне тертя і використовують невелику частоту n коливань точки підвісу штанг, динамічною складовою S_i ходу плунжера можна знехтувати. У цьому випадку довжина ходу плунжера становить

$$S_{nl} = S - \Delta S.$$

Метою цієї роботи є визначення втрати ходу ΔS плунжера під дією статичних сил для викривлених свердловин.

Колона штанг розглядається як довгий пружний стержень, який під дією поздовжніх сил набуває деформації розтягу по всій довжині при русі вгору і на окремих ділянках деформації розтягу і стиску при русі вниз.

Загальна деформація колони штанг у викривленій свердловині становить:

при русі вгору

$$\lambda_B = \lambda_{BT}^B + \lambda_{KP}^B + \lambda_{II}^B;$$

при русі вниз

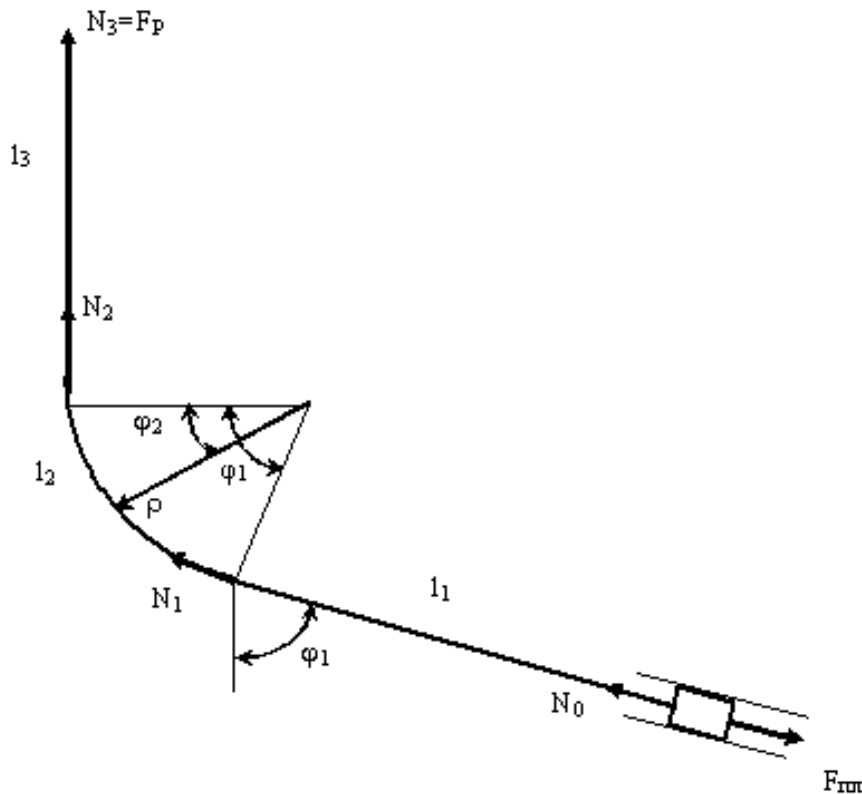


Рисунок 1 — Схема колони штанг у викривленій свердловині

$$\lambda_H = \lambda_{BT}^H + \lambda_{KP}^H + \lambda_{II}^H .$$

Тут: $\lambda_{BT}^B, \lambda_{BT}^H$ – деформації вертикальних ділянок колони штанг при русі вгору і вниз відповідно; $\lambda_{KP}^B, \lambda_{KP}^H$ – деформації штанг на викривлених ділянках; $\lambda_{II}^B, \lambda_{II}^H$ – деформація штанг на похилих ділянках.

Розглянемо деформації колони штанг при русі вгору. При здійсненні цього руху на штанги додатково діє сила ваги стовпа рідини в свердловині. Сила тертя штанг по стінках НКТ направлена проти руху, тобто вниз і складається з силою ваги штанг і рідини.

Визначимо деформацію окремих ділянок колони штанг. Для похилої ділянки у відповідності з рис. 1 запишемо

$$\lambda_I^B = \frac{l_1}{2A_1E} [q_1 l_1 (f \sin \varphi_1 + \cos \varphi_1) + 2F_{пл}] .$$

Тут: A_1 – площа поперечного перерізу штанг на першій ділянці; q_1 – розподілена вага штанг на першій ділянці; l_1 – довжина першої ділянки; f – коефіцієнт тертя між штангами і НКТ; $F_{пл}$ – зусилля яке сприймає плунжер при русі вгору; E – модуль пружності матеріалу штанг.

Вважаємо, що на викривленій ділянці здійснюється повне охоплення поверхні колоною штанг.

Тоді для цієї ділянки маємо:

$$\lambda_2^B = \frac{l_2}{2A_2E} [2q_1 l_1 (\cos \varphi_1 + f \sin \varphi_1) e^{f\varphi_1} + 2F_{пл} e^{f\varphi_1} + q_2 \rho \sin \varphi_1] .$$

Відповідно деформація третьої, вертикальної ділянки, становить

$$\lambda_3^B = \frac{l_3}{A_3E} \left[\frac{q_3 l_3}{2} + q_1 l_1 (\cos \varphi_1 + f \sin \varphi_1) e^{f\varphi_1} + F_{пл} e^{f\varphi_1} + q_2 \rho \sin \varphi_1 \right] .$$

Повна деформація колони штанг при русі вгору дорівнює

$$\begin{aligned} \lambda_B = & q_1 l_1 (\cos \varphi_1 + f \sin \varphi_1) \times \\ & \times \left(\frac{l_1}{2A_1E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_1}}{A_2E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_1}}{A_3E} \right) + \\ & + q_2 \rho \cdot \sin \varphi_1 \left(\frac{l_2}{2A_2E} + \frac{l_3}{A_3E} \right) + \\ & + \frac{q_3 l_3^2}{2A_3E} + F_{пл} \left(\frac{l_1}{A_1E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_1}}{A_2E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_1}}{A_3E} \right) . \end{aligned} \quad (1)$$

В процесі руху колони штанг вниз на них буде діяти сила опору F_0 в занурювальному насосі. Ця сила направлена вгору. Сила тертя, яка виникає у викривленій і похилій ділянках, направлена проти руху штанг. Деформації штанг на окремих ділянках мають значення

$$\lambda_1^H = \frac{l_1}{2A_1E} [q_1 l_1 (\cos \varphi_1 - f \sin \varphi_1) - 2F_0] ;$$

$$\lambda_2^H = \frac{l_2}{2A_2E} \left[2q_1 l_1 (\cos \varphi_1 - f \sin \varphi_1) e^{f\varphi_1} + \right. \\ \left. + q_2 \rho \sin \varphi_1 - 2F_0 e^{f\varphi_1} \right] ;$$

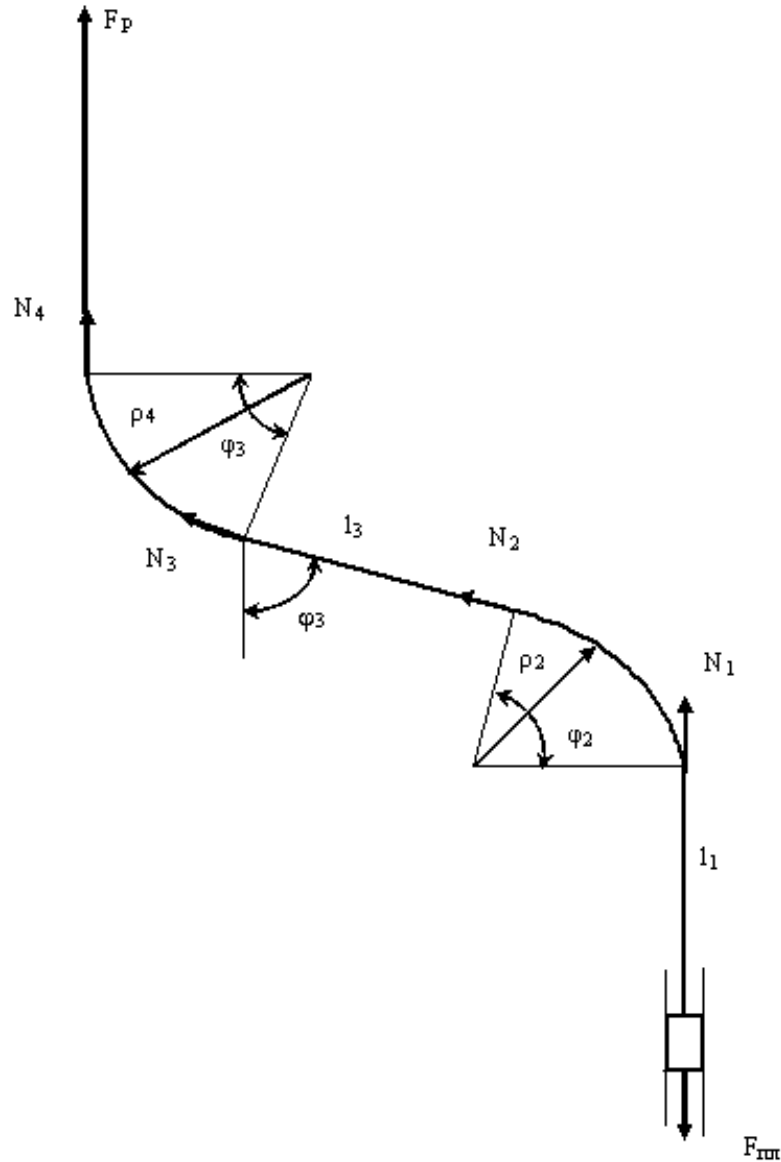


Рисунок 2 — Схема колони штанг з двома перегинами

$$\lambda_3^H = \frac{l_3}{A_3E} \left[\frac{q_3 l_3}{2} + q_1 l_1 (\cos \varphi_1 - f \sin \varphi_1) e^{f\varphi_1} + \right. \\ \left. + q_2 \rho \sin \varphi_1 - F_0 e^{f\varphi_1} \right].$$

Повна деформація штанг при русі вниз дорівнює

$$\lambda_H = q_1 l_1 (\cos \varphi_1 - f \sin \varphi_1) \times \\ \times \left(\frac{l_1}{2A_1E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_1}}{A_2E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_1}}{A_3E} \right) + \\ + q_2 \rho \cdot \sin \varphi_1 \left(\frac{l_2}{2A_2E} + \frac{l_3}{A_3E} \right) + \\ + \frac{q_3 l_3^2}{2A_3E} - F_0 \left(\frac{l_1}{A_1E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_1}}{A_2E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_1}}{A_3E} \right). \quad (2)$$

Постійні складові деформації колони штанг, які входять в рівняння (1), (2) і не міня-

ють свого значення при зміні напрямку руху, не впливають на втрату ходу плунжера. Щоб виключити їх і визначити втрату ходу плунжера віднімаємо від рівняння (1) рівняння (2)

$$\Delta S = \lambda_B - \lambda_H.$$

Підставимо значення λ_B та λ_H і одержимо

$$\Delta S = 2q_1 l_1 f \sin \varphi_1 \left(\frac{l_1}{2A_1 E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_1}}{A_2 E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_1}}{A_3 E} \right) + (F_{nl} + F_0) \left(\frac{l_1}{A_1 E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_1}}{A_2 E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_1}}{A_3 E} \right). \quad (3)$$

Аналіз одержаного рівняння свідчить, що втрата ходу плунжера плунжерного насоса за рахунок деформації штанг залежить від навантажень на плунжер, коефіцієнта тертя між штангами і НКТ, кута нахилу свердловини.

Визначимо тепер деформацію колони штанг у свердловині з двома перегинами (рис. 2). Як і в попередньому випадку, розглядаємо окремі ділянки колони, починаючи знизу.

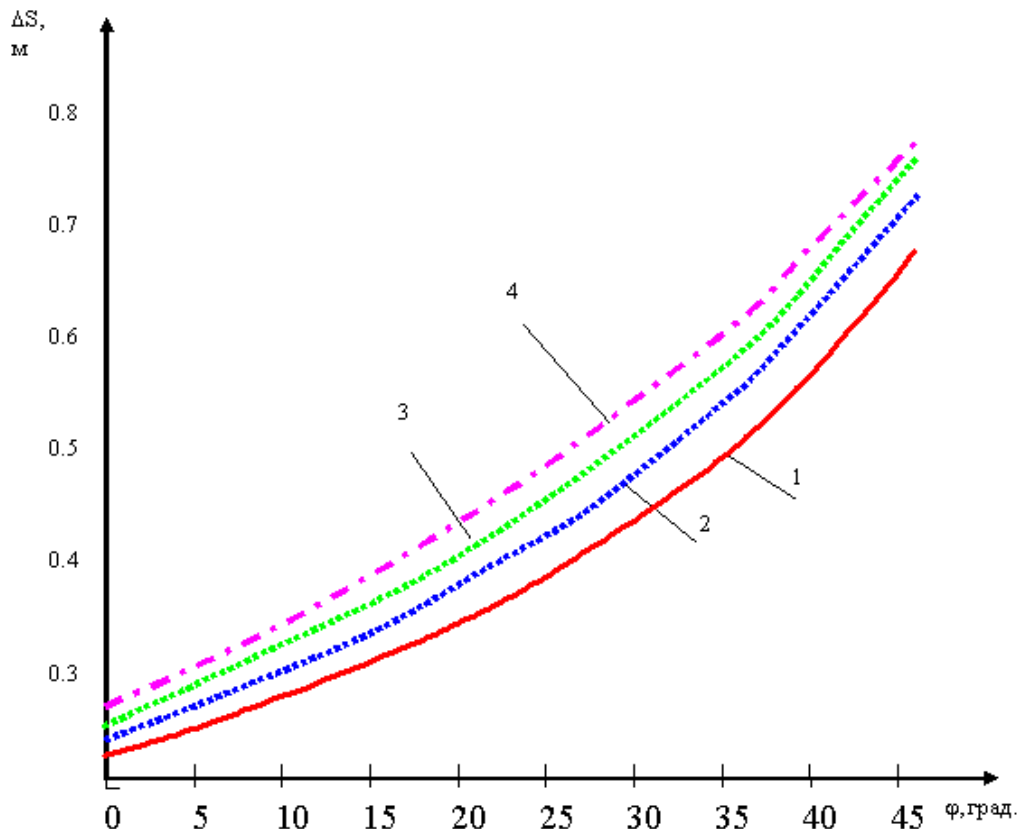


Рисунок 3 — Залежність втрати ходу плунжера від кута нахилу свердловини при $l_1 = 400$ м (1); $l_1 = 600$ м (2); $l_1 = 800$ м (3); $l_1 = 1000$ м (4)

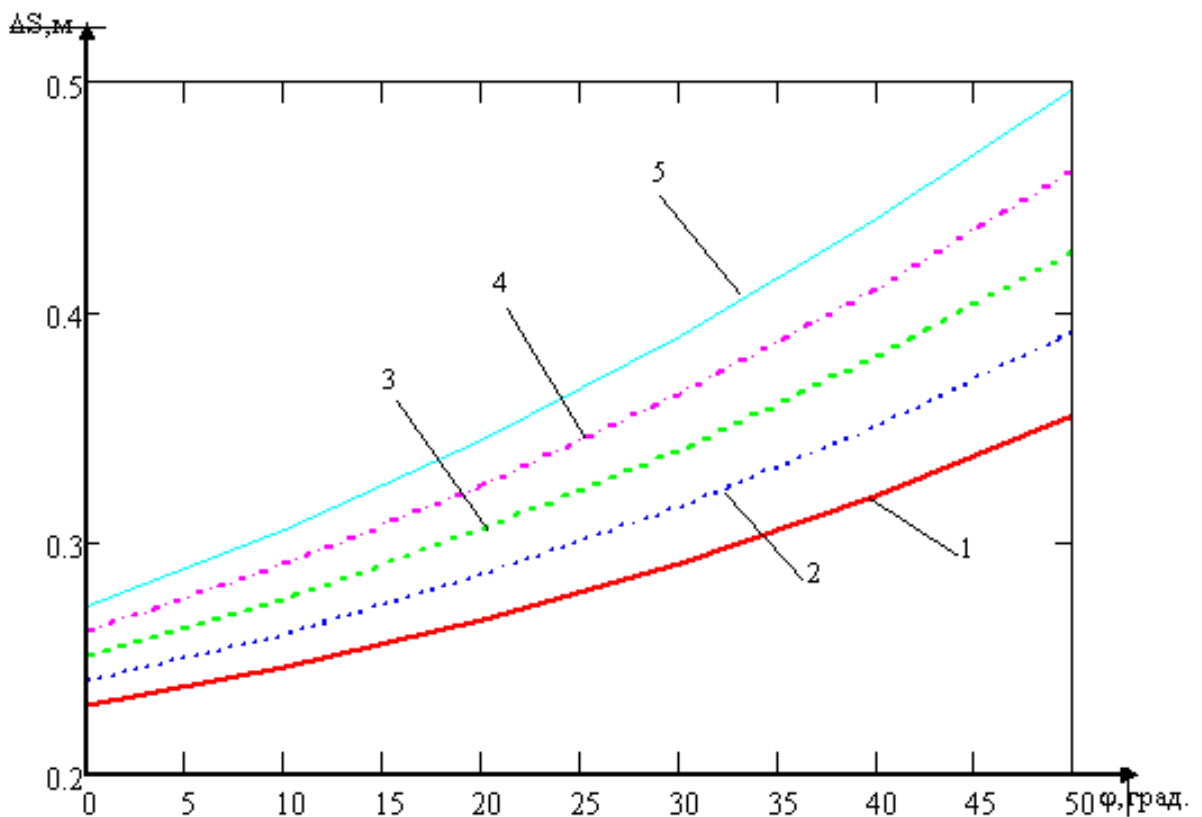


Рисунок 4 — Залежність втрати ходу плунжера для свердловини з двома викривленими ділянками при $l_1 = 200$ м (1); $l_1 = 400$ м (2); $l_1 = 600$ м (3); $l_1 = 800$ м (4); $l_1 = 1000$ м (5)

Повна деформація колони штанг при русі вгору дорівнює

$$\lambda_B = (q_1 l_1 + F_{ПЛ}) \left[\frac{l_1}{2A_1 E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_2}}{A_2 E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_2}}{A_3 E} + \frac{l_4 e^{f(\varphi_2+\varphi_3)}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f(\varphi_2+\varphi_3)}}{A_5 E} \right] + q_2 \rho_2 \sin \varphi_2 \left(\frac{l_2}{2A_2 E} + \frac{l_3}{A_3 E} + \frac{l_4 e^{f\varphi_3}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f\varphi_3}}{A_5 E} \right) + q_3 l_3 (\cos \varphi_3 + f \sin \varphi_3) \left(\frac{l_3}{2A_3 E} + \frac{l_4 e^{f\varphi_3}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f\varphi_3}}{A_5 E} \right) + q_4 \rho_4 \sin \varphi_3 \cdot \left(\frac{l_4}{A_4 E} + \frac{l_5}{A_5 E} \right) + \frac{q_5 l_5^2}{2A_5 E}.$$

Повна деформація колони штанг при русі вниз дорівнює

$$\lambda_H = (q_1 l_1 - F_0) \left[\frac{l_1}{2A_1 E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_2}}{A_2 E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_2}}{A_3 E} + \frac{l_4 e^{f(\varphi_2+\varphi_3)}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f(\varphi_2+\varphi_3)}}{A_5 E} \right] + q_2 \rho_2 \sin \varphi_2 \left(\frac{l_2}{2A_2 E} + \frac{l_3}{A_3 E} + \frac{l_4 e^{f\varphi_3}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f\varphi_3}}{A_5 E} \right) + q_3 l_3 (\cos \varphi_3 - f \sin \varphi_3) \left(\frac{l_3}{2A_3 E} + \frac{l_4 e^{f\varphi_3}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f\varphi_3}}{A_5 E} \right) + q_4 \rho_4 \sin \varphi_3 \cdot \left(\frac{l_4}{A_4 E} + \frac{l_5}{A_5 E} \right) + \frac{q_5 l_5^2}{2A_5 E}.$$

Для визначення втрати ходу плунжера відніmemo від деформації λ_B деформацію λ_H

$$\Delta S = (F_{ПЛ} + F_0) \left[\frac{l_1}{2A_1 E} + \frac{l_2 e^{f\varphi_2}}{A_2 E} + \frac{l_3 e^{f\varphi_2}}{A_3 E} + \frac{l_4 e^{f(\varphi_2+\varphi_3)}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f(\varphi_2+\varphi_3)}}{A_5 E} \right] + 2q_3 l_3 f \sin \varphi_3 \left(\frac{l_3}{2A_3 E} + \frac{l_4 e^{f\varphi_3}}{A_4 E} + \frac{l_5 e^{f\varphi_3}}{A_5 E} \right).$$

На рис. 3 зображено зміну втрати ходу ΔS ходу плунжера при зміні кута нахилу φ_1 при глибині підвіски насоса $H=1800$ м. Колона штанг двоступенева. Діаметр першого ступеня знизу $d_1=19$ мм, другого верхнього — $d_2=22$ мм. Радіус викривлення свердловини постійний $R=200$ м, коефіцієнт тертя $f=0,25$.

Результати розрахунків показують, що при збільшенні кута викривлення свердловини зростає втрата ходу плунжера. При куті викрив-

лення 30° втрата ходу повзуна зростає на 50% порівняно з вертикальною свердловиною, а при куті нахилу 45° втрата ходу зростає удвічі.

На зміну втрати ходу ΔS впливає також співвідношення між довжинами вертикальних і похилих ділянок свердловини. При збільшенні довжини похилої ділянки над вертикальною в 2 рази втрата ходу повзуна зростає на 20%.

Якщо насосно-компресорні труби закріплені в свердловині, то рівняння дає повну втрату ходу плунжера. Для незакріплених НКТ необхідно врахувати їх деформацію під дією ваги стовпа рідини

$$\lambda_{НКТ} = \frac{F_{нл}(l_1 + l_2 + l_3)}{A_{НКТ} E}$$

і додати її до втрати ходу ΔS

$$\Delta S_{сум} = \Delta S + \lambda_{НКТ}.$$

У свердловині з двома ділянками викривлення втрата ходу повзуна меншою мірою зростає при збільшенні кута нахилу (рис. 4), але більше залежить від співвідношення вертикальних і похилих ділянок. Так, при куті нахилу $\varphi=30^\circ$ втрата ходу ΔS зросла на 23%, а при збільшенні нижньої ділянки колони штанг в 1,4 рази від верхньої втрата довжини ходу плунжера зросла на 60%.

Література

1. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. – М.: Недра, 1979. – 213 с.
2. Вирновский А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. – М.: Недра, 1971. – 192 с.
3. Багиров Ф.Ш. Распознавание состояния станка-качалки на основе экспертной диагностики //Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1987. –№ 2. – С. 53-55.
4. Дреготеску Н.Д. Глубиннонасосная добыча нефти. – М.: Недра, 1966. – 418 с.
5. Ивановский В.И., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 4.2 – 792 с.