

4 Тагиев Р.Г., Павлов А.Г., Юнусов Т.И. Об эффективности термокислотных обработок в НПУ им. 26 бакинских комиссаров // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1967. – № 12. – С. 50-52.

5 А.с. 73628 СССР, МКИ E21B 43/27. Способ обработки нефтяных скважин /Часовников А.С. Оpubл. 17.07.64, Бюл. №18.

6 Светлицкий В.М., Демченко П.Н., Зарицкий Б.В. Проблемы увеличения производительности скважин. – К.: Вид. Паливода А.В., 2002. – 228 с.

7 Патент № 34745А Україна, МКВ E21B 43/24. Спосіб термохімічної обробки неоднорідних за проникністю пластів / Манюк С.В., Рудий М.І., Кукуєв А.Г. та ін. – Оpubл. 15.09.2002, Бюл. № 9.

8 Патент № 23800 Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб кислотної обробки привибійної зони пласта / Бойчук І.Я., Яцура Я.В., Рудий М.І. та ін. – Оpubл. 31.08.98, Бюл. № 4.

9 А.с. 1475213 СССР. Способ термохимической обработки призабойной зоны. / Ю.О.Зарубин, А.И.Акульшин, Патра В.Д. и др. – № 4175421. - Заявл. 06.01.1987; Зарегистр. 22.12.1988.

10 Патент № 55097А Україна, МКВ E21B 43/22. Спосіб термохімічної обробки свердловини / Гнип М.П., Рудий М.І., Зарубін Ю.О. та ін. – Оpubл. 17.03.2003, Бюл. № 3.

11 Патент № 25155А Україна, МКВ E21B 43/22. Спосіб термохімічної обробки привибійної зони пласта / Рудий М.І., Копач І.В., Іванов В.Ю. – Оpubл. 25.12.98, Бюл. № 6.

12 Патент № 20551А Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб спиртокислотної обробки продуктивних шарів / Рудий М.І., Гаркот В.С., Назарук С.К., Гушул В.В. – Оpubл. 15.07.97.

УДК 622.243.23

## РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

*І.В. Воєвідко*

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42464  
e-mail: math@nung.edu.ua

*Предлагается кратный анализ основных типов профилей искривлённых скважин. Приведены уравнения для расчёта интенсивности искривления скважин в сложных геологических условиях с учётом специфики роторного и турбинного способов бурения. Освещены основные аспекты методики расчёта и прогнозирования искривления скважин. Методика предусматривает проведение расчёта траектории ствола скважины на первом этапе - под воздействием только факторов геологического характера, а на втором этапе - под комплексным влиянием факторов геологического и технико-технологического характера. Результаты промысловой апробации подтвердили достоверность предложенной методики.*

Точність реалізації проектного профілю значною мірою залежить від його форми. Найбільш раціональним є профіль, близький до профілю природного викривлення в конкретних геологічних умовах [1, 2, 3, 4]. Тому тип профілю свердловини обирають, перш за все, на основі аналізу геологічних умов буріння, виходячи з умови забезпечення високої якості свердловини як об'єкта подальшої експлуатації, а також із врахуванням технічних можливостей, економічної ефективності та безаварійних умов її буріння і кріплення.

В процесі проведення свердловин у складних гірничогеологічних умовах, коли геологічні фактори мають значний вплив на траєкторію

*A short analysis of main profile types of well inclination is done. The equalities for calculation well inclination intensity in difficult geological conditions with specific of rotary and turbodrilling have been suggested. The main aspects of calculation and well inclination forecast methodise have been shown. This methodize foresees calculation of hole trajectory on influence only factors of geological character on the first stage and on complex influence factors of geological and technological character on the second stage. The results of industrial using proved the authentic of suggested methodize.*

свердловини, використовуються профілі просторового типу, які передбачають ділянки з природною зміною зенітного кута і азимута [1, 5].

Такий підхід має місце під час проектування профілів похило-спрямованих свердловин, що закладаються на нафтових і газових родовищах Прикарпаття, однак далеко не завжди їх вдається реалізувати на практиці.

Аналіз фактичного матеріалу щодо пробурених свердловин засвідчив, що родовища Прикарпаття представлені відкладами, які характеризуються крутими кутами падіння порід (до 90°), їх тріщинуватістю і структурною анізотропією [6, 7].

Складність геологічної будови площ характеризує, перш за все, азимутальний напрям викривлення стовбурів свердловин. Відсутність можливості надійного оперативного контролю за викривленням свердловин у зв'язку із значними їх глибинами та з вимушеним переходом на роторний спосіб буріння створюють значні труднощі в процесі їх проведення. Міцність і абразивність гірських порід більшості геологічних структур родовищ Прикарпаття обумовлюють незначні проходки на долото і великі затрати часу на візування відхилювачів у заданому напрямі. Часто виникає необхідність виправлення кривини, що призводить до різкої зміни величин зенітних кутів і азимутів та утворення перегинів стовбурів свердловини, що стає причиною виникнення різного роду ускладнень і аварій в процесі буріння. Внаслідок цього вибій похило-спрямованих свердловин часто не потрапляє в коло допуску, в результаті чого порушується мережа розробки родовищ [6, 8].

Метою цієї статті є висвітлення основних способів, прийомів та підходів до розрахунку та прогнозування викривлення свердловини, що складає суть розробленої методики.

Виходячи із практики буріння спрямованих свердловин в складних гірничогеологічних умовах, в тому числі і на родовищах Прикарпаття, можна зробити висновок, що успішне проведення свердловини взагалі неможливе без знання основних закономірностей їх викривлення [1, 2, 3, 9]. Закономірності процесу викривлення в конкретних геологічних умовах можна встановити шляхом вивчення певного об'єму промислового матеріалу із з'ясуванням причин виникнення цього процесу.

Однак, вивчення процесу викривлення свердловин та виявлення їх загальних закономірностей, навіть на окремому родовищі або структурному блоці, дає змогу оцінити лише якісну картину цього процесу, що не є достатнім для прогнозування просторової траєкторії свердловин із високим ступенем точності.

Отримані рівняння для розрахунку інтенсивності викривлення свердловин під час буріння в складних геологічних умовах із застосуванням гідравлічних вибійних двигунів [10]:

$$\frac{d\alpha}{dS} = \frac{2}{L} \left[ \left( \beta_0 + \Theta + K \frac{F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} \right) \cos \beta_n + \frac{h}{2} \sin 2\omega \cos \sigma \right] = \frac{2}{L} (\Phi_{T\alpha} + \Phi_{G\alpha}); \quad (1)$$

$$\frac{d\varphi}{dS} = \frac{2}{L \sin \alpha} \left[ \left( \beta_0 + \Theta + K \frac{F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} \right) \sin \beta_n + \frac{h}{2} \sin 2\omega \sin \sigma \right] = \frac{2}{L} (\Phi_{T\varphi} + \Phi_{G\varphi}) \quad (2)$$

та для роторного способу буріння [11]:

$$\frac{d\alpha}{dS} = \frac{2}{L} \left[ \beta_0 + \Theta + K \frac{F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} \cos \rho + \frac{h}{2} \sin 2\omega \cos \sigma \right] = \frac{2}{L} (\Phi_{T\alpha} + \Phi_{G\alpha}); \quad (3)$$

$$\frac{d\varphi}{dS} = \frac{2}{L \sin \alpha} \left[ K \frac{F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} \sin \rho + \frac{h}{2} \sin 2\omega \sin \sigma \right] = \frac{2}{L} (\Phi_{T\varphi} + \Phi_{G\varphi}), \quad (4)$$

де:  $L$  – довжина спрямовуючої секції;  $\beta_0$  – кут неспіввісності КНБК;  $\Theta$  – поворот осі долота під дією прикладеного до нього навантаження;  $K$  – коефіцієнт фрезеруючої здатності долота;  $F_{\text{від}}$ ,  $F_{\text{ос}}$  – відповідно відхиляюча сила і осьове навантаження на долото;  $\beta_n$  – кут повороту компоновки під дією реактивного моменту турбобура;  $h$  – буровий індекс анізотропії;  $\rho$  – кут накочування долота,  $\omega$  – критерій оцінки величини впливу відхиляючого фактора анізотропії;  $\sigma$  – критерій оцінки ступеня впливу відхиляючого фактора анізотропії на процес зміни просторової орієнтації свердловини;  $\Phi_{T\alpha}$  і  $\Phi_{T\varphi}$  – техніко-технологічні фактори відповідно зенітного та азимутального викривлення;  $\Phi_{G\alpha}$  і  $\Phi_{G\varphi}$  – геологічні фактори відповідно зенітного та азимутального викривлення.

Числові значення  $\Phi_{T\alpha}$  і  $\Phi_{T\varphi}$  залежать від способу буріння, кута повороту долота, співвідношення відхиляючої сили та осьового навантаження, а також від коефіцієнта фрезеруючої здатності долота в процесі буріння в певних геологічних умовах. Величини  $\Phi_{G\alpha}$  і  $\Phi_{G\varphi}$  в даному випадку залежать тільки від геометричних параметрів пласта і свердловини та значення бурового індексу анізотропії геологічної структури. Зазначені фактори геологічного характеру діють незалежно від техніко-технологічних факторів викривлення і можуть залежно від напрямку дії або підсилувати їх вплив на процес викривлення свердловини, або навпаки – послаблювати. Тому, беручи до уваги принцип суперпозиції, можна окремо розраховувати інтенсивність викривлення свердловини під дією факторів різного характеру.

Виходячи з наведеного вище, цілком закономірно зробити висновок про доцільність окремого розрахунку формування траєкторії стовбура свердловини під дією тільки фактора викривлення геологічного характеру, окрім ділянки набору зенітного кута, що дасть можливість провести аналіз процесу її природного викривлення. На другому етапі слід провести розрахунок траєкторії свердловини під комплексним впливом факторів як геологічного, так і техніко-технологічного характеру.

На базі зазначеної вище концепції, було розроблено методику розрахунку та прогнозування викривлення свердловин, яка передбачає їх проведення у два етапи.

У випадку проектування свердловин із профілем природного викривлення можуть ма-

ти місце два варіанти вирішення задачі потрапляння їх вибою в задану точку.

У першому випадку передбачається розрахунок координат гирла свердловини відносно координат проектної точки вибою з використанням виявлених закономірностей Zenітного і азимутального викривлення свердловини. Такий підхід використовується в тому випадку, коли закладання гирла свердловини не обмежується рельєфом місцевості або іншими факторами геологічного характеру.

Другий варіант передбачає задавання координат гирла і проектної точки вибою свердловини, а проектування траси свердловини зводиться до керування положенням осі стовбура свердловини в її верхніх інтервалах за допомогою орієнтованих засобів із таким розрахунком, щоб у нижніх інтервалах, завдяки природному викривленню, вибій потрапив у задане коло допуску. Такий підхід до проектування свердловини значно складніший і вимагає детального вивчення закономірностей викривлення раніше пробурених свердловин та визначення параметрів геологічної структури [1].

У випадку розрахунку викривлення свердловини під дією тільки факторів геологічного характеру в обох випадках слід застосовувати рівняння, які випливають із формул (1), (2), (3), (4):

$$\frac{d\alpha}{dS} = \frac{2}{L} \Phi_{r\alpha} = \frac{h}{L} \cdot \sin 2\omega \cos \sigma, \quad (5)$$

$$\frac{d\varphi}{dS} = \frac{2}{L} \Phi_{r\varphi} = \frac{h}{L} \cdot \sin 2\omega \frac{\sin \sigma}{\sin \alpha}. \quad (6)$$

За уточненого розрахунку траєкторії свердловини на другому етапі її проектування слід користуватися формулами (1) і (2) для буріння із застосуванням гідравлічних вибійних двигунів та формулами (3) і (4) - для роторного способу буріння

Незалежно від типу профілю такі параметри похило спрямованої свердловини як довжини умовно вертикальної ділянки і ділянок набору та стабілізації Zenітного кута, інтенсивність набору кривини і максимальний Zenітний кут знаходяться в прямій залежності від напрямку та величини горизонтального зміщення кінцевого вибою від гирла свердловини, а також його глибини. Тому зображення осі стовбура свердловини в плані є основним інформаційним документом, який відображає процес її просторового викривлення.

У випадку розрахунку координат гирла свердловини відносно координат проектної точки вибою (варіант задачі 1) передбачається така послідовність способів і прийомів.

1. На першому етапі формуються основні вихідні дані, що стосуються геометричних параметрів свердловини і геологічної структури:  $\alpha$  – Zenітний кут свердловини (при розрахунку вертикальної ділянки стовбура  $\alpha=0$ );  $\varphi$  – азимут свердловини в точці зустрічі її осі з пластом геологічної структури;  $\gamma$  – кут падіння пластів;  $\varphi_0$  – азимут падіння пластів.

2. Проводиться аналіз геологічних умов буріння та статистичних даних про викривлення сусідніх свердловин.

Визначається числове значення бурового індексу анізотропії гірських порід  $h$  (якщо його величина невідома). Методика визначення  $h$  досить детально розроблена і передбачає його розрахунок методами статистики за наявності декількох подібних інтервалів буріння сусідніх свердловин (бажано із стабілізацією Zenітного кута) [12]. Якщо для аналізу вибрані  $n$  інтервалів можна отримати  $0,5n(n-1)$  значень  $h$ .

3. У першому наближенні визначаються координати гирла свердловини по прямій лінії навхрест простяганню пластів геологічної анізотропної структури в конкретному тектонічному блоці.

4. Вибираються довжини інтервалів осі свердловини (10, 20, 50м), на яких будуть розраховуватися зміна її Zenітного кута і азимута під дією відхиляючого фактора геологічного характеру згідно формул (5) і (6). При цьому слід брати до уваги довжину спрямовуючої секції конкретної КНБК, за допомогою якої передбачається буріння інтервалу свердловини.

5. Розраховується інтенсивність Zenітного і азимутального викривлення свердловини в процесі буріння її умовно вертикальної ділянки по інтервалах і визначаються Zenітний та азимутальний кути його відрізків, що апроксимує криві лінії. При цьому кожний наступний відрізок інтервалу буріння проектується із врахуванням приросту кутів  $\alpha$  і  $\varphi$  на попередньому інтервалі.

6. За відомими формулами розраховуються вертикальна і горизонтальна проекції відрізків осі свердловини, що дає змогу побудувати план і профіль її умовно вертикальної ділянки за загальновідомою методикою [13].

7. Задаючи напрям відхилення стовбура свердловини згідно попередньо прийнятого рішення і знаючи інтенсивність її викривлення в процесі буріння з відхилювачем, розраховується траєкторія даної свердловини під дією геологічного та техніко-технологічного факторів на ділянці набору Zenітного кута аналогічно наведеній вище послідовності. В даному випадку формування стовбура свердловини розглядається під комплексною дією відхиляючих факторів.

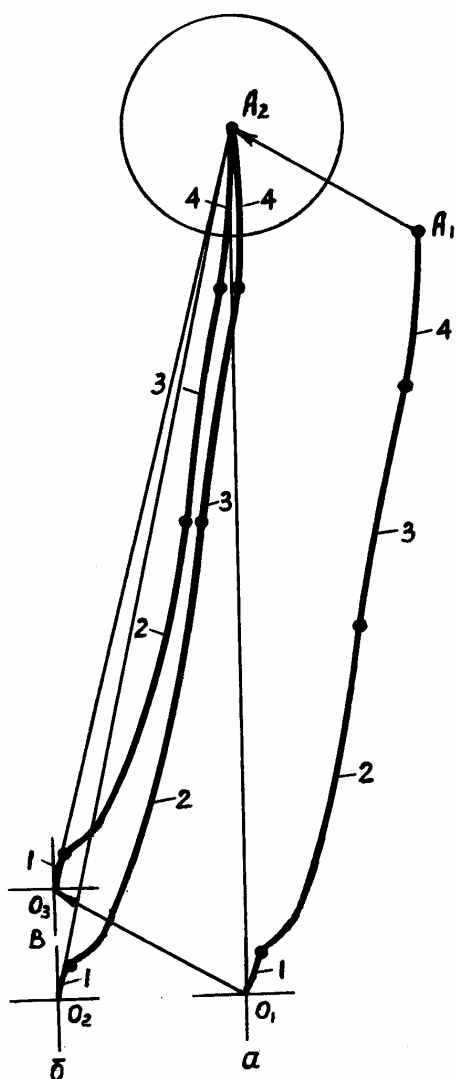
Такий підхід необхідний, оскільки тенденція до викривлення свердловини під дією гірничогеологічних умов буріння (анізотропії геологічної структури) залежить від величини Zenітного і азимутального кутів траєкторії свердловини, а вони в даному випадку зростають в основному за рахунок дії на цей процес КНБК на базі відхилювача.

8. Формування просторової траєкторії стовбура свердловини під дією специфіки гірничогеологічних умов буріння під час проведення похило-прямолінійної ділянки та ділянки спаду її Zenітного кута розраховується аналогічно пунктів 5 і 6.

9. Будується профіль і план траєкторії осі свердловини під дією в основному геологічного

фактора та проводиться їх аналіз із зазначенням необхідних заходів для спрощення отриманої траєкторії та підвищення точності потрапляння свердловини в коло допуску.

На рис. 1 зображено приклад варіантів коригування розрахункового плану свердловини. З рисунка видно, що для вдосконалення траєкторії стовбура свердловини з метою потрапляння у коло допуску і зменшення її азимутального відхилення потрібно, з одного боку, збільшити інтенсивність набору зенітного кута для отримання більшої його величини. З іншого боку, необхідно змінити координати гирла свердловини. При цьому величини зміни координат гирла свердловини визначаються в результаті плоско-паралельного переміщення плану траєкторії свердловини ліворуч від попереднього положення (рис. 1, б).



1 – умовно вертикальна ділянка; 2 – ділянка набору зенітного кута; 3 – інтервал буріння похило-прямолинійного стовбура свердловини; 4 – ділянка довільного зменшення зенітного кута та зміни азимута свердловини

Рисунок 1 – Проектний план траєкторії свердловини (а) та її варіанти у разі перенесення координат гирла свердловини (б, в)

Другий варіант коригування координат гирла свердловини полягає тільки в перенесенні її положення в напрямі  $O_1O_3$  без зміни технології буріння свердловини (рис. 1, в). У даному випадку зазначений напрям  $O_1O_3$  відповідає зміщенню точки проектного вибою  $A_2$  по відношенню до точки  $A_1$ , яка була отримана в результаті розрахунку.

10. На другому етапі розраховується теоретична просторова траєкторія стовбура свердловини за врахування одночасної дії техніко-технологічних та геологічних факторів за формулами (1) і (2) або (3) і (4) відповідно до способу буріння.

У даному випадку необхідно звернути увагу, що у зазначених вище формулах, що описують процес викривлення свердловини, входить вираз, який зумовлює вплив процесу фрезерування долотом бокової стінки свердловини під дією відхиляючої сили. При цьому числове значення коефіцієнта фрезеруючої здатності долота для кожного його типорозміру і геологічних умов конкретного родовища також визначається методами статистики [12]. Відносна похибка в даному випадку не перевищує 9%, що, загалом відповідає вимогам, які висуваються щодо точності розрахунків [12].

11. У випадку значного відхилення траєкторії свердловини від її прогнозованої форми, яка була передбачена на першому етапі розрахунку, необхідно після проведення коригування координат гирла свердловини повторити її розрахунок.

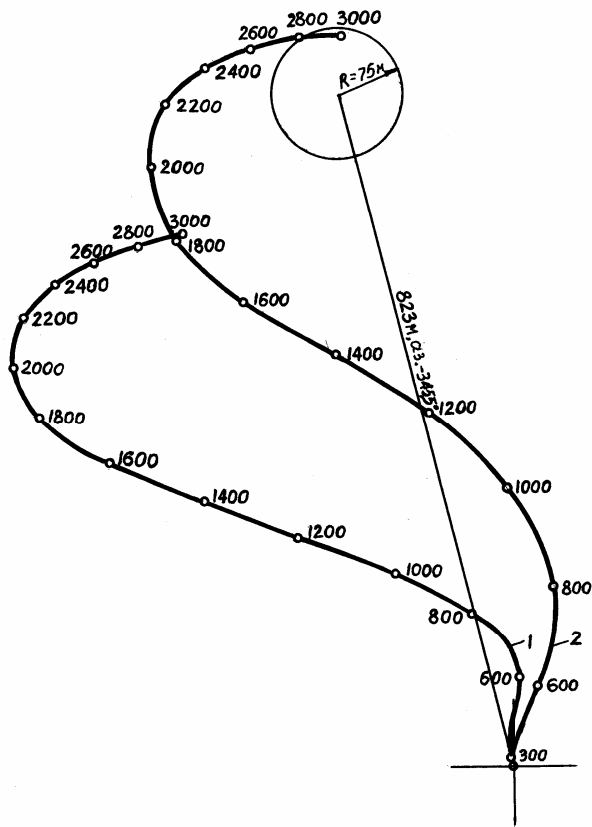
В процесі буріння на родовищах Прикарпаття складний рельєф місцевості не дозволяє розмістити гирло свердловини в найвигіднішому місці, виходячи з мінімальних затрат матеріальних засобів і часу для її проведення. Тому у процесі проектування свердловини задаються як координати точки кінцевого вибою свердловини, так і координати гирла, що загалом ускладнює процес керування її просторовою траєкторією.

Профіль похило-спрямованої свердловини, яку проводять із використанням закономірностей природного викривлення родовищ Прикарпаття складається, зазвичай, із п'яти ділянок: умовно вертикальної; переходу на розрахунковий азимут і набору зенітного кута; прямолинійно похилої із стабілізацією зенітних і азимутальних кутів; довільного зменшення зенітного кута за стабільного азимута та природного викривлення свердловин із зміною зенітного кута і азимута за значних глибин свердловини.

Для варіанту задачі 2 передбачається аналогічна варіанту 1 послідовність етапів розрахунку траєкторії свердловини, однак для коригування траси свердловини необхідно на першому та другому етапах змінювати азимутальний напрям її ділянки набору зенітного кута залежно від напрямку відхилення її вибою від круга допуску. Для успішної реалізації проектних профілів, побудованих за таким принципом, необхідно володіти вичерпною інформацією, що стосується закономірності зміни зенітних і азимутальних кутів в конкретних геологі-

чних умовах та геометричних параметрів геологічної структури родовища.

На рис. 2 зображено приклад проектних планів траєкторії свердловини у разі викривлення під дією геологічного фактора та під комплексним впливом факторів геологічного та техніко-технологічного характеру.



1 – у випадку викривлення під дією, в основному, геологічного фактора; 2 – у випадку викривлення під комплексним впливом факторів геологічного та техніко-технологічного характеру

**Рисунок 2 – Проектний план траєкторії свердловини**

З рис. 2 видно, що природні фактори викривлення сприяють проведенню свердловини в заданому напрямі, однак кінцева точка профілю на глибині 3000м знаходиться на відстані близько 250м від центра кола допуску. Для потрапляння в коло допуску необхідно збільшити zenітний кут свердловини в процесі буріння з відхилювачем, а також збільшити азимутальний кут забурювання цього інтервалу приблизно на 20°.

На другому етапі було проведено розрахунок траєкторії свердловини під комплексною дією факторів як геологічного, так і техніко-технологічного характеру з врахуванням внесених поправок. Проектний план свердловини у разі викривлення під комплексним впливом факторів свідчить, що кінцева точка її траєкторії потрапила в коло допуску і знаходиться біля його межі.

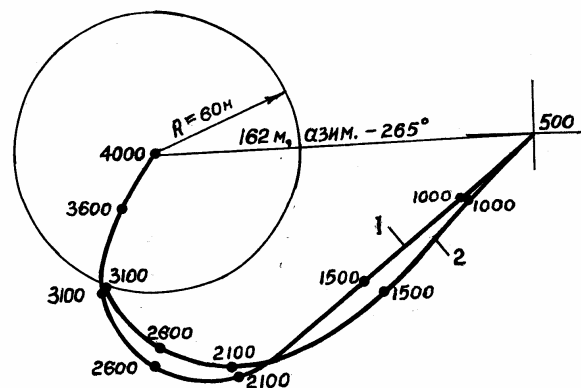
Таким чином, використовуючи розроблену методику, можна після двох-трьох етапів роз-

рахунку провести проектування просторової траєкторії стовбура свердловини з врахуванням закономірностей природного викривлення, що істотно спрощує реалізацію її проектного профілю в процесі буріння. При цьому буріння можна проводити без обмеження осьового навантаження на долото, що не призводитиме до пониження його техніко-економічних показників. У даному випадку буріння природно-викривлених свердловин має також низку переваг перед традиційним похилим бурінням, оскільки на ділянках природного викривлення не виникає різких перегинів, на відміну від свердловин, які пробурені із застосуванням відхилювачів.

Промислова апробація методики розрахунку і прогнозування викривлення свердловин відбулася в процесі буріння свердловини 12-Лопушна Калуської НГРЕ.

Розрахунок профілю свердловини було проведено в два етапи. Буріння свердловини проводилось строго за проектом, однак через відсутність коштів було припинено на глибині 3100м.

На рис. 3 зображено проектний та фактичний плани траєкторії свердловини 12-Лопушна, аналіз яких засвідчив, що максимальне відхилення осі стовбура свердловини від проектного положення склало 24,3м, що майже удвічі менше допустимого на цій глибині.



**Рисунок 3 – Проектний (1) та фактичний (2) плани траєкторії свердловини 12-Лопушна**

Результати промислової апробації методики розрахунку та прогнозування викривлення свердловини засвідчили, що вона достовірно описує процес її просторового формування і може бути використана для розрахунку різних варіантів профілів похило спрямованих свердловин.

### Література

- 1 Белоруссов В.О., Боднарук Т.М. Прогнозирование и расчёт естественного искривления скважин: Справочное пособие. – М.: Недра, 1988. – 175с.
- 2 Белоруссов В.О. Подбор компоновок низа буровой колонны методом прогнозирования: Обзорн. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 18. – 48 с.

3 Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1990. – 348 с.

4 Профили направленных скважин и компоновок низа бурительных колонн / А.Г. Калинин, Б.Д. Никитин, К.М. Солодкий, А.С. Поваляхин. – М.: Недра, 1995. – 649 с.

5 Использование естественного искривления при проводке наклонно-направленных скважин / Т.М.Боднарук, В.А.Степанюк, В.О.Белорусов, Я.И.Гирнык // Нефтяное хозяйство. – 1981. – №3. – С. 14-16.

6 Дзяк И.В., Семак Г.Г. Предупреждение искривления при бурении нефтяных и газовых скважин в Прикарпатье // Труды ВНИИБТ. – 1971. – Вып. 29. – С. 168-171.

7 Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надёжности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982. – 260 с.

8 Фриз И.М. Буріння глибких спрямованих свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – №4. – С. 13-18.

9 Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 272 с.

10 Воевидко И.В. Математическая модель пространственного искривления ствола скважины при бурении неориентированными КНБК с использованием гидравлических забойных двигателей в сложных геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – №12. – С. 10-12.

11 Воевідко І.В. Математична модель просторового викривлення стовбура свердловини при роторному способі буріння неорієнтованими КНБК в складних геологічних умовах // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №2(7). – С. 32-34.

12 Лукьянов В.Т., Александров М.М., Григулецкий В.Г. Выбор оптимальных параметров КНБК с учётом закономерностей искривления скважин // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 11. – С. 26-28.

УДК 622.243.23: 532.5.011.12

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ

<sup>1</sup>І.І.Чудик, <sup>2</sup>С.П.Мелінішин

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 45560  
e-mail: chudoman@ukr.net

<sup>2</sup>Прикарпатське УБР, Івано-Франківська обл., м. Долина, Степана Бандери, 1, тел. (03477) 77500,  
e-mail: xxxmilo@mail.ru

*Представлены результаты экспериментальных исследований процесса углубления скважины на Монастырчанском месторождении. Акцентируется внимание на влиянии расхода бурового раствора на механическую скорость бурения и энергоёмкость процесса промывки скважины. Сделаны выводы по использованию высокопроизводительного процесса промывки скважин.*

*The work contains the results of the experimental research of the process of the drill hole deepening at the Monastyrchansk field. Attention is paid to the impact of the drilling mud delivery on the mechanized drilling rate and on the power intensity of the process of the irrigation of the drill hole. The conclusions are made and the technical guidelines on the usage of the highly productive process of the irrigation of the drill hole are given.*

У процесі буріння свердловини одним із основних чинників збільшення механічної швидкості є якісне і своєчасне очищення гірничої виробки від вибуреної породи за допомогою промивальної рідини. За її недостатньої витрати шлам із вибою свердловини виноситься погано, повторно перемелюється і зумовлює зменшення темпів проходки. Це обґрунтовано низкою наукових і практичних досліджень [1, 4, 5]. Натомість у процесі промивання свердловини за великих подач насоса було встановлено турбулентність та завихрення потоку бурового розчину, що також погано впливає на винесення шламу, затрати енергії і механічну швидкість буріння внаслідок суттєвого збільшення диференційного тиску на вибої, гідравлічного опору в кільцевому просторі тощо [3].

На підставі проведених аналітичних і експериментальних досліджень, очевидним є те, що з існуючими конструкціями породоруйнівного інструменту, буровими насосами та бурильними трубами неможливо суттєво збільшити механічну швидкість буріння за рахунок перевитрати гідравлічної потужності [3]. Тому на сьогоднішній день у процесі буріння свердловин коригування подачі бурового насоса за показниками механічної швидкості має обґрунтовану необхідність.

Для визначення фактичного впливу витрат промивальної рідини на зміну техніко-економічних показників буріння (ТЕП) свердловини 6-Монастирчани проводилися відповідні дослідження в інтервалах буріння 1953–2200 м та 2200–2252 м. Згідно наведеної схеми конструк-