

5.7. ПРОЕКТУВАННЯ ТРАЕКТОРІЙ ПОХИЛО-СКЕРОВАНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

5.7.1. ТИПИ ПРОФІЛІВ ТА ЇХ ГЕОМЕТРИЧНІ ПАРАМЕТРИ

Проектування похило-скерованого буріння виконують для просторових і плоских траєкторій свердловин. Просторові траєкторії, в основному, використовують для свердловин спеціального призначення, а також на площах зі встановленим значним впливом геологічних умов на закономірності викривлення свердловин. Реалізація просторових траєкторій трудомістка і вимагає постійного контролю за параметрами кривизни свердловини. Тому ПСС для експлуатаційного буріння проектує за плоскими траєкторіями в апсидальній площині, повними характеристиками яких є профіль і план (або азимут) свердловини.

Проектний профіль стовбура свердловини може включати (починаючи зверху) ділянки: вертикальну; початкового викривлення стовбура свердловини; тангенціальну; малоінтенсивного збільшення та зменшення зенітного кута свердловини.

Розрахунок геометричних параметрів профіля ґрунтується, як правило, на даних про проектну глибину свердловини та її відхилення, довжину вертикальної ділянки і радіус кривизни ділянки початкового викривлення.

Значення зенітного кута у верхніх інтервалах, де розташовується внутрішньо-свердловинне експлуатаційне обладнання, обмежується деякою граничною величиною. Тому при розрахунку параметрів профілю свердловини слід задати величину зенітного кута свердловини в кінці ділянки початкового викривлення, а також в кінці розташованої нижче ділянки збільшення зенітного кута.

У подальшому викладенні прийняті такі умовні позначення:

H — проектна глибина свердловини;

A — проектне зміщення свердловини на проектній глибині;

i — номер ділянки профілю, починаючи від гирла свердловини;

x, z — горизонтальна в апсидальній площині і вертикальна координати траєкторії свердловин.

Належність геометричного параметра точці або інтервалу (у разі його постійного значення в цьому інтервалі) позначається числовим (буквеним) індексом, а зміна параметра в інтервалі — символом Δ з відповідним індексом.

Знаходження невідомих геометричних параметрів профілю шукається з системи рівнянь

$$\begin{cases} \sum_i \Delta x_i = A; \\ \sum_i \Delta z_i = H, \end{cases} \quad (5.91)$$

де Δx_i , Δz_i — відповідно горизонтальна і вертикальна проекції i -ї ділянки.

Слід відзначити, що одержані з системи рівнянь (5.91) формули для невідомих значень параметрів ділянок профілів у ряді випадків є розв'язками квадратного рівняння. Тому треба мати на увазі, що при від'ємному підкореновому виразі для заданих умов розв'язку не існує.

Наведені нижче формули можуть використовуватися для розрахунку геометричних параметрів профілю свердловини, у якого всі ділянки є дугами з постійним радіусом кривизни.

У табл. 5.37 наведені формули для визначення проєкцій та довжин ділянок плоских траєкторій свердловин.

Таблиця 5.37

Формули для визначення проєкцій та довжин ділянок плоских траєкторій свердловин

Вид ділянки профілю	Проекція ділянки		Довжина ділянки
	горизонтальна	вертикальна	
Вертикальна	0	Δz_i	Δz_i
Ділянка початкового викривлення	$R_i(1 - \cos \alpha_i)$	$R_i \sin \alpha_i$	$\pi R_i / 180$
Малоінтенсивне збільшення зенітного кута	$R_i(\cos \alpha_{i-1} - \cos \alpha_i)$	$R_i(\sin \alpha_i - \sin \alpha_{i-1})$	$\pi R_i(\alpha_i - \alpha_{i-1}) / 180$
Малоінтенсивне зменшення зенітного кута	$R_i(\cos \alpha_i - \cos \alpha_{i-1})$	$R_i(\sin \alpha_{i-1} - \sin \alpha_i)$	$\pi R_i(\alpha_{i-1} - \alpha_i) / 180$
Тангенціальна ділянка (відома довжина ділянки)	$\Delta l_i \sin \alpha_i$	$\Delta l_i \cos \alpha_i$	Δl_i
Тангенціальна ділянка (відома її вертикальна проєкція)	$\Delta z_i \operatorname{tg} \alpha_i$	Δz_i	$\Delta z_i / \cos \alpha_i$

Тангенціальні профілі. Профіль 1 (рис. 5.116) включає вертикальну ділянку 1 (0—1), ділянку початкового викривлення 2 (1—2) та тангенціальну ділянку 3 (2—3).

Вихідними даними для розрахунку такого профілю є параметри H , A , z_1 , R_2 .

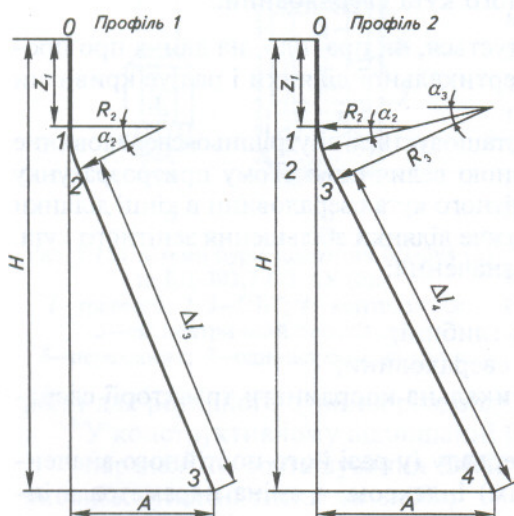


Рис. 5.116. Тангенціальні типи профілю ПСС

Визначенню підлягають зенітний кут α_2 , при якому забезпечується проектне зміщення A стовбура свердловини на глибині H , та довжина тангенціальної ділянки Δl_3 . Їх знаходять із системи рівнянь (5.91), розв'язок якої при $i = 3$ має вигляд:

$$\alpha_{i-1} = \frac{|a|}{a} \arccos \frac{h}{\sqrt{a^2 + h^2}} + \arccos \frac{R}{\sqrt{a^2 + h^2}}; \quad (5.92)$$

$$\Delta l_i = \sqrt{h^2 + a^2 - R^2}, \quad (5.93)$$

де $h = H - z_1$;

$a = A - R_2$;

$R = R_2$.

Профіль 2 (рис. 5.116) вміщує вертикальну ділянку 1, ділянку початкового викривлення 2, ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута 3, а також тангенціальну ділянку 4.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри H , A , z_1 , R_2 , R_3 , α_2 .

Необхідно визначити α_3 та Δl_4 .

Так само, як і для профілю 1, з допомогою розв'язку (5.92) та (5.93) при $i = 4$ знаходять зенітний кут стовбура свердловини α_3 в кінці третьої ділянки профілю та довжину тангенціальної ділянки Δl_4 . У даному разі

$$\begin{cases} h = H - z_1 + (R_3 - R_2) \sin \alpha_2; \\ a = A - R_2(1 - \cos \alpha_2) - R_3 \cos \alpha_2; \\ R = R_3. \end{cases} \quad (5.94)$$

За вихідними і розрахунковими даними визначають з допомогою формул табл. 5.37 проекції та довжини кожної ділянки профілю свердловини.

Приклад 5.16. Визначимо геометричні параметри тангенціального профілю 1 (рис. 5.116).

Вихідні дані: $H = 2500$ м; $A = 800$ м; $z_1 = 200$ м; набір кривизни планується з допомогою кривого перехідника з інтенсивністю викривлення $i = 1,5$ град/10 м.

Обчислимо спочатку радіус кривизни на ділянці початкового викривлення

$$R_2 = \frac{573}{i} = 382 \text{ м}$$

та допоміжні величини: $h = 2500 - 200 = 2300$ м; $a = 800 - 382 = 418$ м; $R = 382$ м.

При $i = 3$ за формулою (5.92) одержимо значення зенітного кута в кінці другої ділянки

$$\alpha_2 = \arccos \frac{2300}{\sqrt{2300^2 + 418^2}} + \arcsin \frac{382}{\sqrt{2300^2 + 418^2}} = 10,300 + 9,405 = 19,705^\circ = 19^\circ 42',$$

а за формулою (5.93) — довжини тангенціальної ділянки

$$\Delta l_3 = \sqrt{2300^2 + 418^2} - 382 = 2306,2 \text{ м.}$$

З використанням вихідних і розрахункових даних та формул табл. 5.37 визначимо проекції і довжини ділянок траєкторії свердловини:

i	$\Delta x_i, \text{ м}$	$\Delta z_i, \text{ м}$	$\Delta l_i, \text{ м}$
1	0	200,0	200,0
2	22,4	128,8	131,4
3	777,6	2171,2	2306,2
	800,0	2500,0	2637,6

Приклад 5.17. Визначимо геометричні параметри тангенціального профілю 2 (рис. 5.116).

Вихідні дані: $H = 2000$ м; $A = 800$ м; $z_1 = 300$ м; набір кривизни до $\alpha_2 = 15^\circ$ планується кривим перехідником з інтенсивністю 1,5 град/10 м, а після — з інтенсивністю 0,6 град/10 м.

Аналогічно попередньому прикладу обчислимо радіуси кривизни на другій $R_2 = 382$ м і третій $R_3 = 955$ м ділянках та за формулами (5.94) допоміжні величини

$$\begin{aligned} h &= 2000 - 300 + (955 - 382) \sin 15^\circ = 1848,3 \text{ м;} \\ a &= 800 - 382(1 - \cos 15^\circ) - 955 \cos 15^\circ = -135,5 \text{ м;} \\ R &= 955 \text{ м.} \end{aligned}$$

За формулами (5.92) та (5.93) при $i = 4$ обчислимо

$$\alpha_3 = -\arccos \frac{1848,3}{\sqrt{135,5^2 + 1848,3^2}} + \arcsin \frac{955}{\sqrt{135,5^2 + 1848,3^2}} = 26,825^\circ \approx 26^\circ 50';$$

$$\Delta l_4 = \sqrt{1848,3^2 + 135,5^2} - 955 = 1588,3 \text{ м.}$$

Геометричні параметри ділянок траєкторії свердловини:

i	$\Delta x_i, \text{ м}$	$\Delta z_i, \text{ м}$	$\Delta l_i, \text{ м}$
1	0	300,0	300,0
2	13,0	98,9	100,0
3	70,2	183,8	197,1
4	716,8	1417,3	1588,3
	800,0	2000,0	2185,4

S-подібні профілі застосовують для розкриття продуктивного пласта вертикальним (рис. 5.117) та похилим (рис. 5.118) стовбуром.

Профіль 3 (рис. 5.117) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, тангенціальну ділянку та ділянку малоінтенсивного зменшення зенітного кута до 0° .

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри H , A , z_1 , R_2 , R_4 .

Невідомі значення геометричних параметрів α_2 та Δl_3 визначають за рівняннями (5.92) та (5.93) (при $i = 3$). У даному разі

$$\begin{cases} h = H - z_1; \\ a = A - R_2 - R_4; \\ R = R_2 + R_4. \end{cases} \quad (5.95)$$

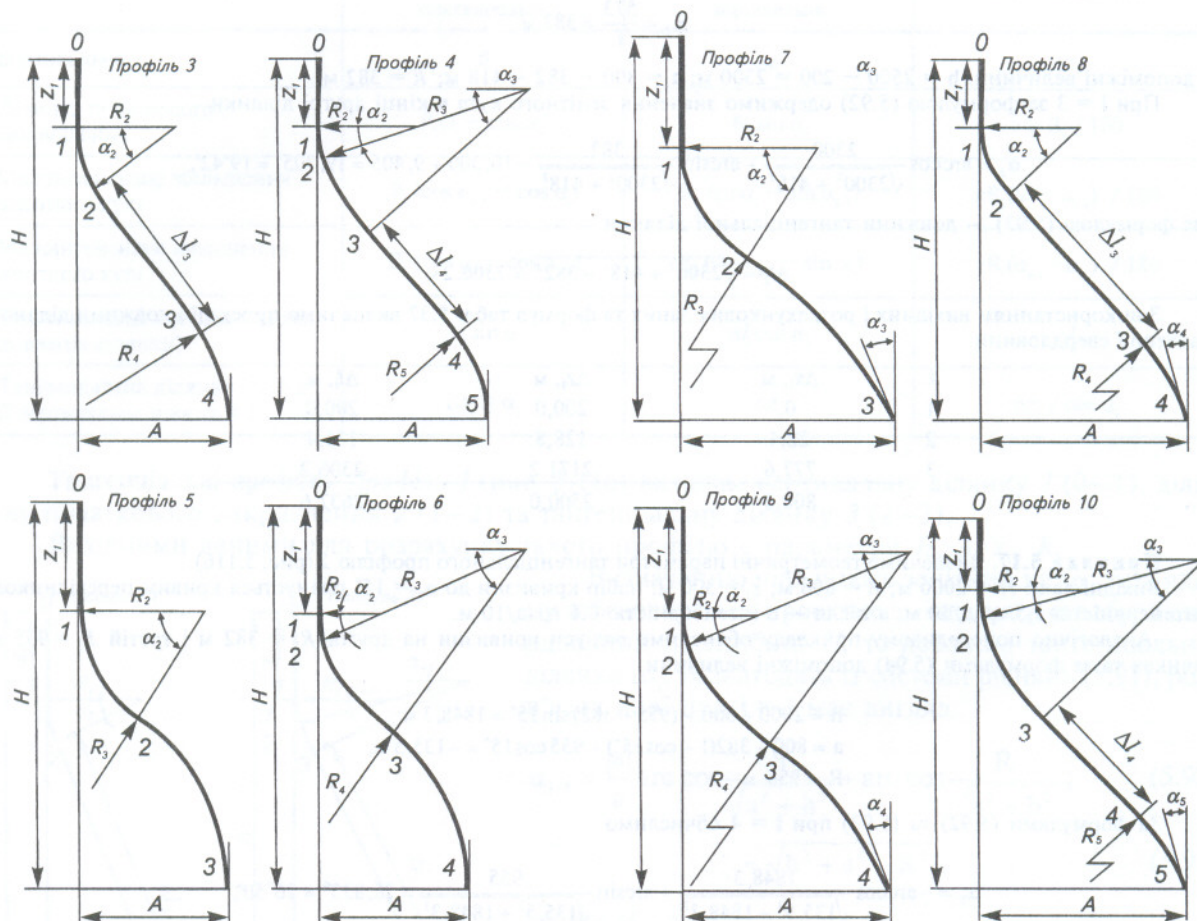


Рис. 5.117. S-подібні профілі ПСС для вертикального розкриття продуктивного пласта

Рис. 5.118. S-подібні профілі ПСС для похилого розкриття продуктивного пласта

Профіль 4 включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута, тангенціальну ділянку та ділянку малоінтенсивного зменшення зенітного кута до 0° .

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри H , A , z_1 , R_2 , R_3 , R_5 , α_2 .

Параметри профілю α_3 та Δl_4 визначають також за рівняннями (5.92) і (5.93) (при $i = 4$), а допоміжні величини h , a та R за формулами

$$\begin{cases} h = H - z_1 + (R_3 - R_2) \sin \alpha_2; \\ a = A + R_2 (1 - \cos \alpha_2) - R_3 \cos \alpha_2; \\ R = R_3 + R_5. \end{cases} \quad (5.96)$$

Профіль 5 (рис. 5.117) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення та ділянку малоінтенсивного зменшення зенітного кута до 0° .

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри H , A , z_1 та R_2 , за допомогою яких визначаємо параметри α_2 та R_3 при $i = 2$

$$\alpha_i = -\arctg \frac{2h(R_i + a)}{2a(R_i + a) - h^2 - a^2 + R_i^2}; \quad (5.97)$$

$$R_{i+1} = \frac{h^2 + a^2 - R_i^2}{2(R_i + a)}, \quad (5.98)$$

де $h = H - z_1$;

$a = A - R_2$.

Профіль 6 (рис. 5.117) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута, ділянку малоінтенсивного зменшення зенітного кута до 0° .

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри H , A , z_1 , R_2 , R_3 , α_2 .

За рекомендаціями А.Г. Калініна, Б.О. Нікітіна, К.М. Солодкого і Б.З. Султанова, кут α_2 має бути більшим величини, яка визначається за формулою (5.92).

Невідомі геометричні параметри профілю α_3 та R_4 визначаються за формулами (5.97) та (5.98) при $i = 3$. У даному разі допоміжні величини обчислюються за такими формулами:

$$\begin{cases} h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2 + R_3 \sin \alpha_2; \\ a = A - R_2 (1 - \cos \alpha_2) - R_3 \cos \alpha_2. \end{cases} \quad (5.99)$$

Приклад 5.18. Визначимо геометричні параметри S-подібного профілю 3 (рис. 5.117).

Вихідні дані: $H = 3500$ м; $A = 1000$ м; $z_1 = 500$ м; $R_2 = 287$ м; $R_4 = 1100$ м.

У даному разі за формулами (5.95) спочатку обчислимо допоміжні величини $h = 3000$ м, $a = -387$ м та $R = 1387$ м. За формулами (5.92) та (5.93) при $i = 3$ одержимо відповідно

$$\alpha_2 = 19,942^\circ \approx 19^\circ 57';$$

$$\Delta l_3 = 2688,1 \text{ м.}$$

Геометричні параметри ділянок траєкторії:

i	Δx_i , м	Δz_i , м	Δl_i , м
1	0	500,0	500,0
2	17,2	97,9	99,9
3	916,8	2526,9	2628,1
4	66,0	375,2	382,9
	1000,0	3500,0	3610,9

Профіль 7 (рис. 5.118) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення та ділянку малоінтенсивного зменшення зенітного кута.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри H , A , z_1 , R_2 , α_2 . Зенітний кут α_2 має бути більшим розрахованого за формулою (5.92).

Невідомі геометричні параметри (R_3 , α_3) профілю визначаються за формулами (при $i = 3$)

$$R_i = \frac{h^2 + a^2}{2(h \sin \alpha_{i-1} - a \cos \alpha_{i-1})}; \quad (5.100)$$

$$\alpha_i = \arctg \frac{R_i \sin \alpha_{i-1} - h}{R_i \cos \alpha_{i-1} + a}, \quad (5.101)$$

де $h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2$;

$a = A - R_2 (1 - \cos \alpha_2)$.

Профіль 8 (рис. 5.118) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, тангенціальну ділянку та ділянку малоінтенсивного зменшення зенітного кута.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри $H, A, z_1, R_2, R_4, \alpha_2$. Кут α_2 має бути більшим розрахованого за формулою (5.92).

Невідомі геометричні параметри профілю визначаються за такими формулами (при $i = 3$):

$$\alpha_{i+1} = \alpha_{i-1} - \arccos \frac{a \cos \alpha_{i-1} - h \sin \alpha_{i-1}}{R_{i+1}}, \quad (5.102)$$

$$\Delta l_i = \frac{h + R_{i+1} \sin \alpha_{i+1}}{\cos \alpha_{i-1}}, \quad (5.103)$$

де $h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2 - R_4 \sin \alpha_2$;

$a = A - R_2(1 - \cos \alpha_2) + R_4 \cos \alpha_2$.

Профіль 9 (рис. 5.118) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, ділянку малоінтенсивного збільшення та зменшення зенітного кута.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри $H, A, z_1, R_2, R_3, \alpha_2, \alpha_3$.

Зенітний кут α_3 має бути більшим кута α_2 , обчисленого для профілю 2 за формулою (5.92).

Невідомі геометричні параметри R_4 та α_4 профілю визначають за формулами (5.100) і (5.101) при $i = 4$. Допоміжні параметри обчислюють у даному разі за такими формулами:

$$\begin{cases} h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2 - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2); \\ a = A - R_2 (1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3). \end{cases} \quad (5.104)$$

Профіль 10 (рис. 5.118) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута, тангенціальну ділянку та ділянку малоінтенсивного зменшення зенітного кута.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри $H, A, z_1, R_2, R_3, R_5, \alpha_2, \alpha_3$.

Кут α_3 має бути більшим розрахованого для профілю 2 за формулою (5.92).

Невідомі геометричні параметри Δl_4 та α_5 визначають за формулами (5.102) та (5.103) при $i = 4$. Допоміжні параметри обчислюють за такими формулами:

$$\begin{cases} h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2 - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - R_5 \sin \alpha_3; \\ a = A - R_2 (1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) + R_5 \cos \alpha_3. \end{cases} \quad (5.105)$$

Приклад 5.19. Визначимо геометричні параметри S-подібного профілю 10 (рис. 5.118).

Вихідні дані: $H = 2000$ м; $z_1 = 300$ м; $A = 800$ м; $R_2 = 382$ м; $\alpha_2 = 15^\circ$; $R_3 = 955$ м; $\alpha_3 = 30^\circ$; $R_5 = 1500$ м.

У даному разі за формулами (5.105) одержимо $h = 620,8$ м та $a = 1990,6$ м. Невідомі параметри Δl_4 та α_5 обчислимо за формулами (5.102) та (5.103) при $i = 4$

$$\Delta l_4 = 1031,0 \text{ м}; \quad \alpha_5 = 10,45^\circ \approx 10^\circ 27'.$$

Геометричні параметри ділянок траєкторії:

i	$\Delta x_i, \text{ м}$	$\Delta z_i, \text{ м}$	$\Delta l_i, \text{ м}$
1	0	300,0	300,0
2	13,0	98,9	100,0
3	95,4	230,3	250,0
4	515,5	892,9	1031,0
5	176,1	477,9	511,8
	800,0	2000,0	2192,8

J-подібні профілі широко застосовують у практиці похило-скерованого буріння (див. розділ 5.1.2).

Профіль 11 (рис. 5.119) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення та ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри H, A, z_1, R_2, α_2 . Кут α_2 має бути меншим від кута, розрахованого за формулою (5.92).

Радіус R_3 кривизни третьої ділянки та зенітний кут α_3 стовбура свердловини на проектній глибині H визначаються з виразів (при $i = 3$)

$$R_i = \frac{h^2 + a^2}{2(h \sin \alpha_{i-1} - a \cos \alpha_{i-1})}; \quad (5.106)$$

$$\alpha_i = -\arctg \frac{h + R_i \sin \alpha_{i-1}}{a - R_i \cos \alpha_{i-1}}, \quad (5.107)$$

де $h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2$;
 $a = A - R_2(1 - \cos \alpha_2)$.

Профіль 12 (рис. 5.119) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, ділянки малоінтенсивного збільшення зенітного кута.

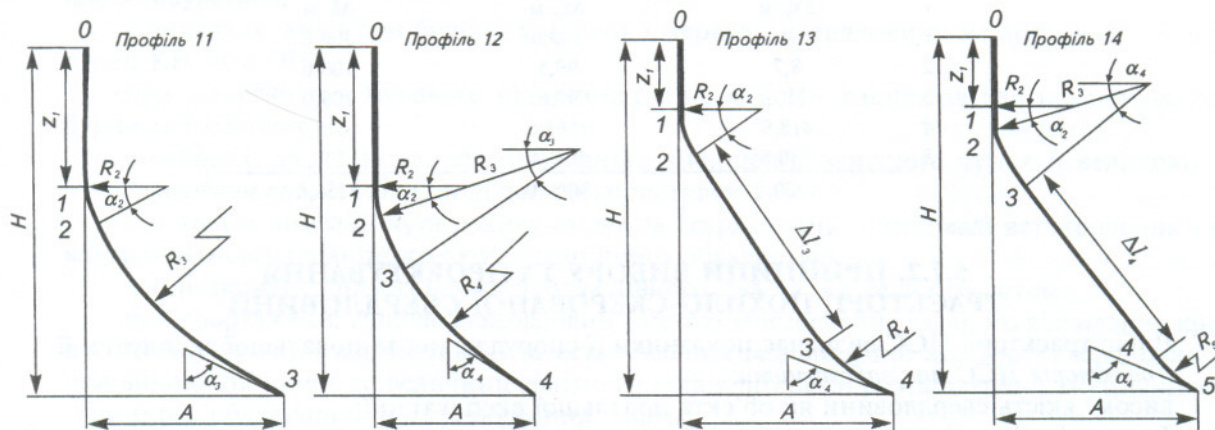


Рис. 5.119. J-подібні типи профілю похило-скерованої свердловини

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри $H, A, z_1, R_2, R_3, \alpha_2, \alpha_3$.

Зенітний кут α_3 має бути меншим розрахованого за формулою (5.94).

Невідомі геометричні параметри (R_4, α_4) профілю визначаються за формулами (5.106) та (5.107) при $i = 4$. Допоміжні параметри обчислюють за такими формулами:

$$\begin{cases} h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2 - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2); \\ a = A - R_2 (1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3). \end{cases} \quad (5.108)$$

Профіль 13 (рис. 5.119) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, тангенціальну ділянку та ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри $H, A, z_1, R_2, R_4, \alpha_2$.

Кут α_2 має бути меншим від кута, розрахованого за формулою (5.92).

Невідомі геометричні параметри (Δl_3 та α_4) визначаються за формулами (при $i = 3$):

$$\Delta l_i = (h - R_{i+1} \sin \alpha_{i+1}) / \cos \alpha_{i-1}; \quad (5.109)$$

$$\alpha_{i+1} = \alpha_{i-1} + \arccos \frac{h \sin \alpha_{i-1} - a \cos \alpha_{i-1}}{R_{i+1}}, \quad (5.110)$$

де $h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2 + R_4 \sin \alpha_2$;
 $a = A - R_2(1 - \cos \alpha_2) - R_4 \cos \alpha_2$.

Профіль 14 (рис. 5.119) включає вертикальну ділянку, ділянку початкового викривлення, ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута, тангенціальну ділянку та ділянку малоінтенсивного збільшення зенітного кута.

Вихідними даними для розрахунку профілю є параметри $H, A, z_1, R_2, R_3, \alpha_2, \alpha_3$.

Кут α_3 має бути меншим розрахованого за формулою (5.92) для профілю 2. Невідомі геометричні параметри Δl_4 та α_5 обчислюються за формулами (5.109) та (5.110) при $i = 4$. У даному разі допоміжні величини h та a визначаються таким чином:

$$\begin{cases} h = H - z_1 - R_2 \sin \alpha_2 - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) + R_5 \sin \alpha_3; \\ a = A - R_2 (1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - R_5 \cos \alpha_3. \end{cases} \quad (5.111)$$

Приклад 5.20. Визначимо геометричні параметри J-подібного профілю 14 (рис. 5.119) для таких вихідних даних: $H = 3000$ м; $A = 1200$ м; $z_1 = 300$ м; $\alpha_2 = 10^\circ$; $R_2 = 573$ м; $\alpha_3 = 15^\circ$; $R_3 = 1146$ м; $R_5 = 1500$ м.

За формулами (5.111) обчислимо допоміжні величини $h = 2891,1$ м та $a = -279,2$ м. Тоді за формулами (5.109) та (5.110) при $i = 4$ одержимо

$$\Delta l_4 = 1618,7 \text{ м}; \quad \alpha_5 = 62,26^\circ = 62^\circ 16'.$$

Геометричні параметри ділянок траєкторії:

i	Δx_i , м	Δz_i , м	Δl_i , м
1	0	300,0	300,0
2	8,7	99,5	100,0
3	21,6	97,6	100,0
4	418,9	1563,5	1618,7
5	750,8	939,4	1237,3
	1200,0	3000,0	3356,0

5.7.2. ПРИНЦИПИ ВИБОРУ ТА ПРОЕКТУВАННЯ ТРАЄКТОРІЇ ПОХИЛО-СКЕРОВАНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Вибір траєкторії ПСС визначає показники її спорудження та подальшої експлуатації.

Траєкторія ПСС має забезпечити:

- високу якість свердловини як об'єкта подальшої експлуатації;
- буріння і кріплення свердловини з використанням існуючих технологій і технічних засобів;
- мінімальні витрати на спорудження свердловини;
- можливість застосування методів одночасної експлуатації декількох горизонтів при розробці багатопластових родовищ нафти;
- безаварійне буріння і кріплення;
- мінімальне навантаження на бурове обладнання при СПО;
- надійну роботу внутрішньо-свердловинного експлуатаційного обладнання;
- вільне проходження по стовбуру свердловини приладів та пристроїв.

Проектування траєкторії ПСС зводиться до її вибору (просторової чи плоскої), обґрунтування типу профілю (для плоскої траєкторії) та форм ділянок траєкторії, а також до визначення на основі проектних значень глибини і відхилення стовбура свердловини від вертикалі комплексу таких геометричних параметрів:

- довжина вертикальної ділянки;
- значення граничних радіусів кривизни і кутів нахилу стовбура свердловини в інтервалі встановлення і роботи внутрішньо-свердловинного експлуатаційного обладнання на проектній глибині.

Проектування траєкторії та інших технологічних заходів, що забезпечують її реалізацію, треба розглядати в органічній єдності.

Іншими словами, вибір тієї чи іншої траєкторії свердловини формує також вибір способу буріння, типу долота, гідравлічної програми буріння, параметрів режиму тощо.

На вибір траєкторії свердловини впливає наявність на бурових підприємствах:

- спеціальних пристроїв для похило-скерованого буріння;
- технологічної оснастки нижньої частини бурильної колони;
- засобів контролю за параметрами стовбура свердловини і проходженням інтервалів орієнтованого буріння.

Траєкторію стовбура ПСС вибирають і проектують також з урахуванням: призначення свердловини;

геологічних і технологічних особливостей проходження свердловини; встановлених обмежень на кут нахилу стовбура свердловини в інтервалі установки і роботи внутрішньо-свердловинного експлуатаційного обладнання на проектній глибині. Відомо, що дуга кола визначає мінімальну довжину ділянки свердловини при зміні її зенітного кута. Тому доцільно всі викривлені ділянки траєкторії ПСС проектувати у вигляді дуги кола.

При виборі траєкторії свердловини необхідно максимально використовувати переваги того чи іншого типу профілю в конкретних умовах.

S-подібний профіль ПСС використовується у тих випадках, коли розкриття газонафтопродуктивного горизонту (пласта) планується здійснити вертикальним стовбуром, а також при проектуванні глибоких (до 5000 м) похилих свердловин.

S-подібний профіль ПСС з ділянкою природного зменшення зенітного кута може використовуватися:

- у випадках, коли при бурінні кінцевих інтервалів свердловини не допускається використання КНБК з ОЦЕ;

- при відсутності у бурового підприємства необхідних елементів для компонування низу бурильної колонії;

- в районах, де інтенсивність природного зменшення зенітного кута є невеликою.

J-подібний профіль ПСС доцільно використовувати:

- з метою мінімізації кута нахилу стовбура свердловини в інтервалі встановлення і роботи внутрішньо-свердловинного експлуатаційного обладнання;

- для розкриття і перетинання продуктивного пласта під великим кутом;

- при спорудженні кушових свердловин з метою забезпечення заданого відхилення кінцевого вибою свердловини від вертикалі та встановлення раціональної кількості свердловин в куші при виконанні вимог до величини зенітного кута в інтервалі розташування внутрішньо-свердловинного обладнання для видобування нафти;

- для скорочення до мінімуму інтервалу орієнтованого буріння відхилювачем.

Тангенціальний профіль забезпечує максимальне відхилення стовбура свердловини від вертикалі при мінімальному куті нахилу стовбура свердловини. Його використовують для проектування ПСС із великими відхиленнями кінцевого вибою від вертикалі, а також при кушовому бурінні, наприклад, для проектування свердловин з великою довжиною вертикальної ділянки.

Тангенціальний, так само, як і J-подібний, профіль ПСС може ефективно використовуватися при спорудженні свердловин тільки на таких нафтогазових родовищах, де досягається стійка робота КНБК при бурінні похилих інтервалів профілю свердловини.

У складних гірничогеологічних умовах доцільно застосовувати для проектування глибоких свердловин *просторові траєкторії*. Їх рекомендують використовувати при бурінні ПСС у розрізах, які сприяють формуванню жолобних виробок у стовбурі свердловини, оскільки в місці просторового викривлення стовбура знижуються навантаження на стінку свердловини при СПО (А.Д. Жестовський, 1988 р.).

Необхідність *вертикальної ділянки свердловини* обумовлена конструкцією бурової підіймальної установки, а також усього комплексу технологічного обладнання для експлуатації і ремонту свердловини. Тому профіль усіх похило-скерованих видобувних свердловин на нафту і газ включає вертикальну ділянку.

Довжина вертикальної ділянки визначається насамперед глибиною спуску проміжних обсадних колон великого діаметра (понад 245 мм), направлення чи кондуктора. Для безперешкодного спуску обсадних колон великого діаметра забурювання похилої ділянки планують, як правило, в нижніх інтервалах. Крім того, ділянку початкового викривлення розташовують в інтервалах залягання стійких гірських порід, при бурінні в яких за один рейс можна набрати проектну величину зенітного кута.

На деяких ділянках, наприклад, при проектуванні похилих свердловин з невеликими (до 500 м) проектними відхиленнями кінцевого вибою від вертикалі, забурювання похилого стов-

бура планують нижче інтервалу, де планується встановлення і робота свердловинного експлуатаційного обладнання. При цьому довжина вертикальної ділянки може досягати 1500 м і більше.

Мінімальна величина радіуса викривлення ділянки початкового викривлення свердловини жорстко обмежується документами, які регламентують процес проектування і спорудження ПСС. Згідно з нормативними документами цей радіус не повинен бути меншим 384 м, що відповідає збільшенню зенітного кута на $1,5^\circ$ на 10 м проходки.

У практиці провідних зарубіжних фірм інтенсивність збільшення зенітного кута на ділянці початкового викривлення відхилювачем є, як правило, меншою 1° на 10 м проходки.

Мінімальна величина радіуса кривизни ділянок малоінтенсивного збільшення чи зменшення зенітного кута має бути на 20—30% більшою від мінімального радіуса кривизни свердловини, яка досягалась би наявними в буровому підприємстві КНБК.

Максимальна величина радіуса кривизни зазначених ділянок профілю свердловини з метою оперативного контролю і керування траєкторією стовбура свердловини обмежується точністю вимірювання інклінометричних приладів і систем та може бути оцінена

$$R_{\max} = 57,3 S/\Delta,$$

де S — довжина інтервалу вимірювання;

Δ — абсолютна точність інклінометра у градусах при вимірюванні зенітного кута.

Максимальний зенітний кут стовбура свердловини в кінці ділянки початкового викривлення та розміщеної безпосередньо за нею ділянки малоінтенсивного збільшення зенітного кута обмежується деякою граничною величиною, яка визначається:

конструктивними особливостями та умовами роботи внутрішньо-свердловинного експлуатаційного обладнання (штангові насоси, занурені електричні насоси і т. д.);

геологічними та технологічними умовами проходження свердловини.

Встановлено, що задовільна експлуатація занурених електричних та штангових насосів забезпечується при кутах нахилу стовбура свердловини в місці їх розміщення до 20° .

На практиці, особливо при кушовому бурінні свердловин, величина цього кута обмежується 30° .

Важливе значення має величина зенітного кута свердловини при можливості утворення жолобних виробок у стовбурі свердловини.

Швидкість утворення жолобних виробок залежить від таких факторів:

кількість циклів СПО;

фізико-механічні властивості гірських порід;

величина сили тиску бурильної колони на стінку свердловини.

У свою чергу сила тиску бурильної колони на стінку свердловини залежить від:

величини зенітного кута стовбура свердловини;

конструкції бурильної колони;

радіуса кривизни свердловини;

геометрії розміщених нижче ділянок профілю свердловини.

Тому при проектуванні глибоких ПСС, процес буріння яких характеризується значною кількістю циклів СПО, необхідно мінімізувати зенітний кут у верхніх інтервалах, використовуючи для цього J-подібний та тангенціальний типи профілів.

При проектуванні свердловин, у яких похилий стовбур знаходиться в інтервалі залягання гірських порід, схильних до утворення жолобних виробок, треба також мінімізувати зенітний кут в інтервалі залягання таких гірських порід.

При проектуванні ПСС із великими відхиленнями вибою від вертикалі доцільно використовувати тангенціальний профіль, який для зменшення кута нахилу тангенціальної ділянки в цьому разі має мінімальну довжину вертикальної ділянки свердловини. Гранична величина зенітного кута, а відповідно і максимальне відхилення кінцевого вибою свердловини від вертикалі обмежуються умовами створення осьового навантаження на долото за рахунок ваги бурильної колони та навантаженнями, які виникають при СПО.

Гранична довжина ділянки збільшення зенітного кута відхилюючими компоновками залежить від типу цих компоновок, показників роботи доліт, що використовуються, і вибирається таким чином, щоб уникнути зайвих циклів СПО при бурінні свердловини за вибраним профілем. Практично довжина цієї ділянки має бути кратною середній довжині довбання на глибинах, які збігаються з глибиною розміщення інтервалу викривлення.

Тангенціальна ділянка (або ділянка стабілізації кривизни) є зв'язуючою між сусідніми ділянками викривленого стовбура свердловини. Нижня межа ділянки стабілізації визначається залежно від геологічних умов буріння, конструкції свердловини та заданих глибин спуску експлуатаційного обладнання. Як правило, вона збігається із глибиною розміщення занурюваних насосів або з глибиною спуску відповідної обсадної колони.

Ділянки з малоінтенсивним збільшенням або зменшенням зенітного кута характеризуються довжиною, інтенсивністю викривлення стовбура свердловини, максимальним або мінімальним значенням зенітного кута в кінці ділянки. При бурінні неорієнтованими або маятниковими КНБК інтенсивність викривлення залежить передусім від параметрів КНБК і не має перевищувати допустимої величини, яка залежить від вибраного експлуатаційного обладнання. Довжина інтервалу визначається конструкцією свердловини, умовами буріння та очікуваними техніко-економічними показниками буріння.

Основними моделями форм ділянок плоских траєкторій ПСС є відрізки прямої (вертикальні і тангенціальні ділянки) та дуга кола (ділянки збільшення та зменшення зенітного кута). Використовують також емпіричні моделі форм ділянок, які встановлюють на основі промислових даних. У розділі 5.3.2 наведені моделі просторових кривих для опису ділянок просторових траєкторій ПСС.

Вибір раціонального профілю ПСС в загальному випадку може бути здійснений за схемою (див. розділ 4.6.6, том 2):

- формування множини допустимих альтернатив A ;
- побудова множини критеріїв K для оцінки альтернатив A ;
- побудова оцінок альтернатив A за критеріями K ;
- вибір раціональної альтернативи a^* .

Множина допустимих альтернатив $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ будується з використанням експертних методів на основі аналізу досвіду буріння ПСС у подібних геолого-технологічних умовах. Елементами a_i цієї множини можуть бути як профілі одного і того ж, так і різних типів. Звичайно побудова цієї множини пов'язана з обґрунтуванням типів профілів для виконання мети буріння ПСС, а також параметрів їх ділянок у вигляді нерівностей. Це дозволяє сформулювати множину A .

Множина критеріїв $K = \{k_1, k_2, \dots, k_m\}$ визначає сукупність показників, за якими можна оцінити альтернативні варіанти профілю ПСС. Таке представлення критеріїв, на відміну від цілісної (тобто за єдиним критерієм) оцінки профілю, має загальний характер і дає змогу здійснювати ґрунтовний вибір раціонального варіанта профілю ПСС.

Для конкретних умов буріння ПСС множина критеріїв K формується особою, яка приймає рішення (ОПР). Елементами множини мають бути показники (функціональні, технологічні і економічні), які дають змогу різнобічно оцінити профіль із позицій мети буріння ПСС.

Побудова оцінок альтернатив A за критеріями K залежить від структури множини K , характеру їх опису і здійснюється експертами або ОПР.

Доцільно порівнювати альтернативи в шкалі нечітких відношень переваги (див. розділ 4.6.6, т. 2). Це дозволяє оцінювати альтернативи за критеріями з ієрархічною структурою у різних вимірювальних шкалах (в тому числі і з допомогою словесних значень лінгвістичної змінної).

Вибір раціональної альтернативи a^* зводиться до виділення на A підмножини невідомінованих альтернатив і здійснюється ОПР, в тому числі з урахуванням додаткової інформації.

Наведена схема вибору раціонального профілю ПСС враховує багатокритеріальне (в тому числі з ієрархічною структурою) оцінювання альтернативних варіантів.

5.7.3. ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ТРАЄКТОРІЙ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

Геометричні параметри плоских траєкторій в апсидальній площині з ділянками, що описуються відрізками прямої і дугами кола, залежно від типу профілю визначаються за формулами (5.92)—(5.111). Якщо для відповідного типу профілю задаються інші вихідні дані, то шукаються тільки два невідомих геометричних параметри з використанням системи рівнянь (5.91).

Координати (x_i , z_i) меж ділянок профілю у апсидальній площині та відстань (l_i) за інструментом від гирла свердловини обчислюються таким чином:

$$\begin{cases} x_i = x_{i-1} + \Delta x_i; \\ z_i = z_{i-1} + \Delta z_i; \\ l_i = l_{i-1} + \Delta l_i, \end{cases} \quad (5.112)$$

де Δx_i , Δz_i , Δl_i — проекції та довжина i -ї ділянки профілю (див. формули табл. 5.37).

Для S-подібного профілю з ділянкою природного викривлення використовують різні моделі закономірностей зменшення зенітного кута свердловини з глибиною.

І.С. Васько на основі моделі інтервалу природного зменшення зенітного кута при бурінні маятниковими КНБК (див. розділ 5.3.2) запропонував методику розрахунку профілю ПСС.

Для ділянки з природним зменшенням зенітного кута розрахункові формули мають вигляд

$$\begin{cases} \alpha_i = \frac{\pi}{2} - \arccos \left\{ \exp \left[\ln (\sin \alpha_{i-1}) + \frac{z_{i-1} - z_i}{R_0} \right] \right\}; \\ x_i = x_{i-1} + \frac{\pi R_0}{180} (\alpha_i - \alpha_{i-1}); \\ z_i = z_{i-1} + R_0 \ln \left(\frac{\sin \frac{\alpha_{i-1}}{2}}{\sin \frac{\alpha_i}{2}} \right); \\ l_i = l_{i-1} + R_0 \ln \left| \frac{\operatorname{tg} \frac{\alpha_{i-1}}{2}}{\operatorname{tg} \frac{\alpha_i}{2}} \right|, \end{cases} \quad (5.113)$$

де R_0 — радіус кривизни ділянки траєкторії свердловини у її вершині (для проектних розрахунків величина R_0 задається за результатами статистичної обробки промислових даних).

Геометричні параметри профілю з ділянкою природного викривлення знаходять числовими методами з умови забезпечення проектного відхилення A вибою свердловини від її гирла на проектній глибині. При цьому використовують рівняння (5.112)—(5.113) та формули, наведені у табл. 5.37.

Приклад 5.21. Розглянемо, за І.С. Васьком, розрахунок проектного профілю свердловини 340/51 на Харампурському родовищі (Західний Сибір, Росія).

Вихідні дані: глибина свердловини по вертикалі $H = 3016$ м; проектне зміщення вибою $A = 659$ м; магнітний азимут свердловини $0^\circ 39'$; глибина кривлі продуктивного горизонту по вертикалі 2921 м; радіус круга допуску 100 м.

Конструкція свердловини (глибина по вертикалі): 426 мм направлення в інтервалі 0—60 м; 324-мм кондуктор в інтервалі 0—640 м; 245-мм проміжна колона в інтервалі 0—1180 м; 146-мм експлуатаційна колона в інтервалі 0—3016 м.

На основі аналізу досвіду буріння попередніх свердловин на Харампурському родовищі обґрунтовано доцільність використання профілю, що включає такі ділянки (зверху вниз): вертикальну, набору зенітного кута, тангенціальну, неорієнтованого збільшення зенітного кута, тангенціальну та природного зменшення зенітного кута.

Разом з тим прийняті такі обмеження на зміну проектних параметрів:

для ділянки набору зенітного кута:

- початкова глибина набору зенітного кута 120 м;
- інтенсивність викривлення 0,95 град/10 м;
- максимально допустимий зенітний кут 12°;
- максимально допустима довжина ділянки 300 м;

для тангенціальної ділянки:

- мінімальна довжина 300 м;
- максимальна довжина 500 м;

для ділянки неорієнтованого збільшення зенітного кута:

- інтенсивність викривлення 0,1 град/10 м;
- максимально допустимий зенітний кут 17,5°;
- максимально допустима довжина ділянки 800 м;

для тангенціальної ділянки:

- мінімальна довжина 500 м;
- максимальна довжина 1500 м;

для ділянки природного зменшення зенітного кута:

- інтенсивність зменшення зенітного кута 0,6 град/10 м.

Розрахунок параметрів профілю ПСС виконувався з допомогою програми, яка дозволяє будувати альтернативні варіанти профілів з урахуванням прийнятих обмежень. У табл. 5.38 наведені результати розрахунку профілю свердловини 340/51 Харампури для варіанта, прийнятого за проектний.

Таблиця 5.38

Проектний профіль свердловини 340/51 Харампури

Ділянка профілю	Координати в апсидальній площині, м		Довжина за інструментом l_i , м	Зенітний кут викривлення, град
	x_i	z_i		
Вертикальна	0	120	120	0
Набору кривизни	13	239	240	12,0
Тангенціальна	97	640	650	12,0
Неорієнтованого збільшення зенітного кута	239	1180	1208	17,5
Тангенціальна	466	1900	1963	17,5
Природного зменшення зенітного кута	655	2921	3003	4,5
	666	3016	3098	3,5

На практиці часто виникає необхідність **вибору типу і геометричних параметрів профілю із умов мінімізації сил опору** при переміщенні бурильної колони у свердловині. У певних ситуаціях при вибраному наземному буровому обладнанні та бурильному інструменті ця умова є необхідною для оцінки можливості спорудження ПСС.

Параметри профілю із умов мінімізації сил опору мають відповідати вимогам, пов'язаним з бурінням та експлуатацією свердловини (див. розділ 5.7.2).

А.Г. Калінін із співавторами (1997 р.) рекомендують пошук оптимального профілю ПСС проводити послідовно за рівнями:

серед тангенціального, J- та S-подібного профілю;

у межах кожного типу профілю;

у межах заданого діапазону зміни геометричних параметрів профілю конкретного типу.

Розтягальне навантаження при переміщенні бурильної колони розраховують послідовно знизу вгору за формулами (2.36)—(2.40) (див. розділ 2.5.9, том 1).

Точніші оцінки можна одержати з допомогою моделі (8.165)—(8.168) (див. розділ 8.5.2, том 5), яка враховує згинальну жорсткість колони труб та геометрію стовбура свердловини.



Рис. 5.120. Гістограма значень навантажень на гак залежно від профілю свердловини

За оптимальний приймають профіль, для якого мінімальні навантаження на гак бурової установки при підніманні бурильної колони.

Приклад 5.22. На рис. 5.120 показана, за А.Г. Калініним, Б.О. Нікітіним, К.М. Солодким та Б.З. Султановим, гістограма значень навантажень на гак при підніманні бурильної колони діаметром 127 мм із свердловини глибиною 4000 м та з проектним відхиленням від вертикалі 2000 м. Навантаження на гак розраховувалося для кожного типу профілю свердловини з показаних на рис. 5.121.

З рис. 5.120 випливає, що максимальну силу тертя має S-подібний, а мінімальну — J-подібний тип профілів свердловин. Причому різниця між максимальним (профіль 6) та мінімальним (профіль 3) навантаженнями на гак істотна, бо становить 260 кН, тобто 28% ваги бурильної колони.

Залежність навантаження на гак у межах типу профілю виявлена не так сильно. Тому на другому рівні пошуку оптимального профілю навантаження на гак, наприклад, для J-подібного профілю, можна зменшити вже тільки на 40 кН (різниця між навантаженнями на гак для профілів 2 та 3), що становить 5% ваги бурильної колони.

У табл. 5.39 наведені значення навантажень на гак для різних довжин вертикальної ділянки для похилої свердловини із вказаними вище параметрами.

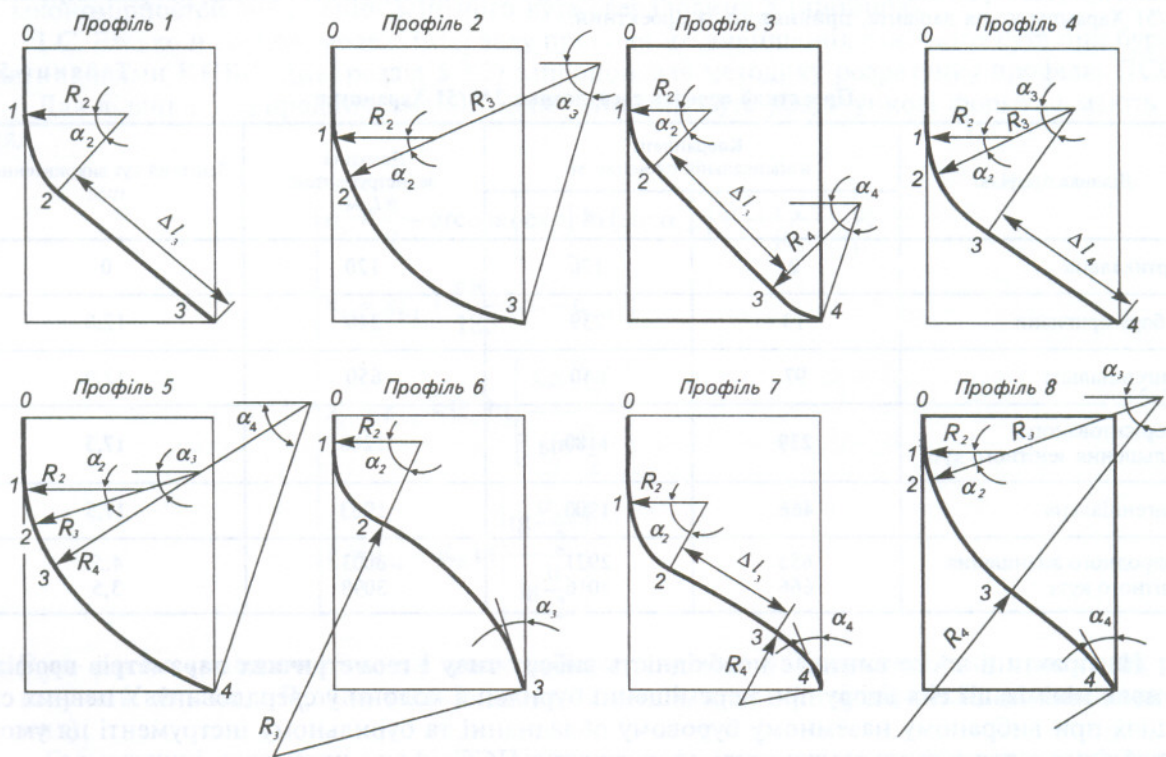


Рис. 5.121. Профілі похило-скерованих свердловин

Таблиця 5.39
Значення навантажень на гак для різних довжин вертикальної ділянки (до рис. 5.121)

Номер типу профілю	Довжина вертикальної ділянки, м			
	100	1000	1500	2000
Значення навантажень на гак, кН				
5	1123	1120	1118	1110
6	1365	1362	1361	1345
7	1233	1160	1152	1130

Видно, що навантаження на гак для конкретного типу профілю практично не залежить від його геометричних параметрів.

Таким чином, при пошуку оптимального профілю досить вибрати тип профілю свердловини з мінімальними силами тертя.

Конкретні параметри вибраного типу профілю бажано обирати з урахуванням не сили тертя, а інших факторів, які визначають успішне проведення СПО, наприклад, процесу утворення в стінці свердловини жолобних виробок.

Для зменшення сил опору при переміщенні бурильної колони ВНДІБТ розроблений **енергетично раціональний профіль ПСС**. Особливість такого профілю полягає в тому, що його форма близька до природної форми вільно підвішеної колони труб із зміщенням від вертикалі нижнім кінцем, тобто до кривої, яка подібна до ланцюгової лінії.

Через наявність вертикальної ділянки профілю та ділянки початкового викривлення профілю ПСС, який би повністю збігався з ланцюговою лінією, реалізувати неможливо.

Тому розглянемо профіль, що складається з таких ділянок:

вертикальна, довжину якої визначають виходячи з конструкції свердловини та конкретних геолого-технологічних умов;

початкового викривлення свердловини відхилювачем;

кінцева, форма якої близька до ланцюгової лінії.

Як уже відзначалось, форма завершеної ділянки енергетично раціонального профілю свердловини близька до форми осі, підвішеної на різновисоких опорах колони труб.

При переміщенні колони труб внаслідок тертя зі стінкою свердловини виникають додаткові осьові сили, напрям яких залежить від напрямку руху колони труб.

При підніманні колони труб виникає розтягальна сила, а при спуску — стискувальна сила. Розтягальна сила зменшує середню кривизну осі колони труб, а стискувальна — збільшує. Відповідно форма кінцевої ділянки профілю має змінюватись у бік збільшення чи зменшення його кривизни, але в будь-якому разі конфігурація цієї ділянки не дуже відрізняється від ланцюгової лінії.

На рис. 5.122 показані в суміщеному вигляді основні форми кінцевої ділянки енергетично раціонального профілю свердловини для вирішення різноманітних технологічних задач.

Точка A відповідає кінцевій точці інтервалу початкового викривлення стовбура свердловини, точка B — точці входу стовбура свердловини в продуктивний пласт.

Крива 1 є ланцюговою лінією, крива 2 являє собою форму кінцевої ділянки енергетично раціонального профілю для вирішення задач, пов'язаних з навантаженням долота, а крива 3 — форма кінцевої ділянки профілю для зниження сил опору при підніманні колони труб із свердловини, а також для попередження жолобоутворення у відкритому стовбурі свердловини та запобігання протирання обсадної експлуатаційної колони.

Істотними характеристиками енергетично раціонального профілю свердловини є кут в кінці ділянки початкового викривлення, або початковий кут α_A , та кут входу в продуктивний пласт α_B .

При зіставленні початкових кутів для трьох основних типів енергетично раціонального профілю свердловини стає очевидним, що $\alpha_{A2} < \alpha_{A1} < \alpha_{A3}$ та $\alpha_{B3} < \alpha_{B1} < \alpha_{B2}$. Різниця між кінцевим та початковим кутом складає сумарний кут охоплення $\Delta\gamma_{A-B} = \alpha_B - \alpha_A$.

Зіставлення кутів охоплення показує, що $\Delta\gamma_{A-B}^{(2)} > \Delta\gamma_{A-B}^{(1)} > \Delta\gamma_{A-B}^{(3)}$. Оскільки довжини цих інтервалів для трьох типів профілю неістотно відрізняються одна від одної, то очевидно, що

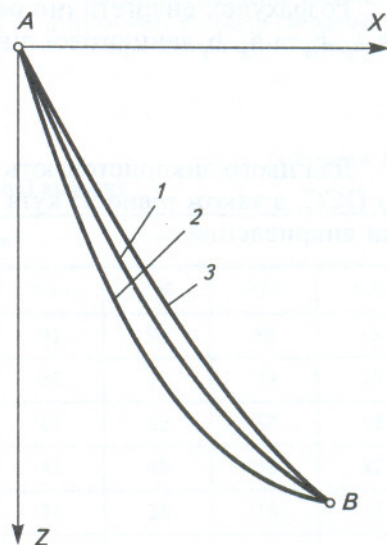


Рис. 5.122. Форми кінцевої ділянки енергетично раціонального профілю

$i_1 > i_2 > i_3$, де i_1, i_2, i_3 — середня інтенсивність викривлення відповідно для 1, 2 та 3 типу енергетично раціонального профілю свердловини.

Треба відзначити, що середня інтенсивність викривлення недостатньо характеризує енергетично раціональний профіль свердловини, оскільки при переході від 3 до 1 типу профілю характерним є зростання інтенсивності викривлення саме в нижній частині інтервалу, тоді як у верхній частині інтервалу інтенсивність викривлення змінюється неістотно.

При проектуванні ПСС, як правило, рідко доводиться стикатися з однією із вказаних проблем.

Для похилих свердловин, призначених для розкриття продуктивного пласта під великим кутом, при наявності значного сумарного кута охоплення проблематичним є доведення навантаження на долото, зменшення крутного моменту на роторі та зменшення навантаження на бурове обладнання при підніманні колони труб із свердловини, особливо для глибоких свердловин з великими відхиленнями кінцевого вибою від вертикалі.

Для глибоких похилих свердловин з низьким динамічним рівнем, які експлуатуються штанговими насосами, доводиться вирішувати задачу зменшення контактного тиску штанг глибинного насоса на експлуатаційну обсадну колону та одночасно враховувати проблеми спуску у свердловину обсадних колон.

Виходячи із викладеного, при проектуванні та подальшій реалізації проекту перевагу слід віддавати енергетично раціональнішому профілю свердловини типу 1 (рис. 5.114).

Величина початкового зенітного кута α_A при решті однакових умов для профілю типу 2 та 3 відрізняється від аналогічного параметра для профілю типу 1 не більше ніж на 20%, а величина кінцевого кута α_B не більше ніж на 30%.

Викладені положення тим більш справедливі, що часто при бурінні кожної конкретної свердловини внаслідок тих чи інших технологічних чи геологічних особливостей буріння величина початкового кута або величина кінцевого кута задані однозначно, і тому при проектуванні енергетично раціонального профілю прив'язуються саме до цих величин.

Розрахунок енергетично раціонального профілю ПСС зводиться до визначення параметрів a_x, b_x та a_z, b_z ланцюгової лінії

$$\frac{x - a_x}{b_x} = \operatorname{ach} \frac{z - a_z}{b_z}. \quad (5.114)$$

Для цього використовують умови проходження ланцюгової лінії через точки A та B профілю ПСС, а також рівності кута нахилу ланцюгової лінії у точці A зенітному куту в кінці ділянки викривлення

$$\begin{cases} \operatorname{ach} \frac{z_A - a_z}{b_z} = \frac{x_A - a_x}{b_x}; \\ \operatorname{ach} \frac{z_B - a_z}{b_z} = \frac{x_B - a_x}{b_x}; \\ \frac{b_x}{\sqrt{(z_A - a_z)^2 - b_z^2}} = \operatorname{tg} \alpha_A; \\ \frac{b_x}{\sqrt{(z_B - a_z)^2 - b_z^2}} = \operatorname{tg} \alpha_B, \end{cases} \quad (5.115)$$

де x_A, z_A та x_B, z_B — координати точок A та B .

Система рівнянь (5.115) розв'язується з допомогою числових методів. Аналогічно обчислюється і довжина траєкторії ділянки

$$\Delta l_{A-B} = \int_{z_A}^{z_B} \sqrt{1 + \frac{b_x^2}{(z - a_z)^2 - b_z^2}} dz. \quad (5.116)$$

Зенітний кут α у довільній точці з вертикальною координатою z визначається за формулою

$$\alpha = \arctg \frac{b_x}{\sqrt{(z - a_z)^2 - b_z^2}}. \quad (5.117)$$

Рівняння (5.114)—(5.117) дозволяють при заданих вхідних даних розраховувати траєкторію енергетично раціонального профілю.

При проектуванні **профілю ПСС із великим зміщенням вибою від вертикалі**, окрім сил опору, які виникають при підніманні бурильної колони із свердловини, потрібно також знати величину максимального осьового навантаження на долото, яке створюється вагою бурильного інструменту, та величину сили опору при спуску обсадної колони у свердловину.

Переміщення бурильної колони вниз у похилому стовбурі свердловини здійснюється під дією осьової складової власної ваги колони $G \cos \alpha$ (рис. 5.123).

Умова рухомості бурильної колони у прямолінійному похилому стовбурі

$$G(\cos \alpha - \lambda \sin \alpha) > 0,$$

де λ — коефіцієнт тертя бурильної колони об стінки свердловини.

Величина $\cos \alpha - \lambda \sin \alpha$ характеризує частку від власної ваги G бурильної колони у прямолінійному похилому стовбурі свердловини, яка може бути використаною для створення осьового навантаження на долото. У табл. 5.40 наведені, за А.Г. Калініним із співавторами, результати розрахунків цієї частки для різних значень зенітного кута α та коефіцієнта тертя λ .

Так, наприклад, для свердловини із зенітним кутом $\alpha = 40^\circ$ та коефіцієнтом тертя $\lambda = 0,40$ для створення навантаження на долото і переміщення колони труб униз може бути реалізовано 51% власної ваги. Рух колони припиниться, якщо зенітний кут за цих умов складе 70° . Рух колони в цьому разі можливий лише за умови докладання зовнішньої сили.

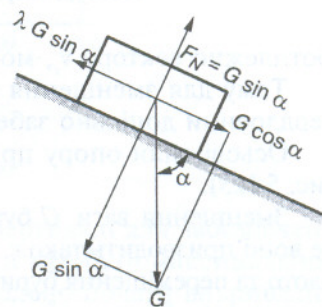


Рис. 5.123. Схема навантаження елемента бурильної колони у похилому стовбурі свердловини при переміщенні вниз

Навантаження на гак (% від власної ваги бурильної колони)

Таблиця 5.40

Зенітний кут α , град	Коефіцієнт тертя λ								
	0,05	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70
10	98	97	96	95	93	92	90	88	86
20	92	91	89	87	84	80	77	73	70
30	84	83	79	77	72	67	62	57	52
40	73	70	67	64	57	51	49	38	32
50	60	57	53	49	41	34	26	18	11
60	46	41	37	33	24	15	7	—	—
70	30	25	20	15	6	—	—	—	—
80	12	8	3	—	—	—	—	—	—

Технологічні умови буріння ПСС із великим відхиленням від вертикалі можуть передбачати постійне обертання бурильної колони. При цьому виникають сили опору, що перешкоджають її обертанню, які потрібно враховувати при аналізі сил опору в процесі переміщення бурильної колони у стовбурі свердловини.

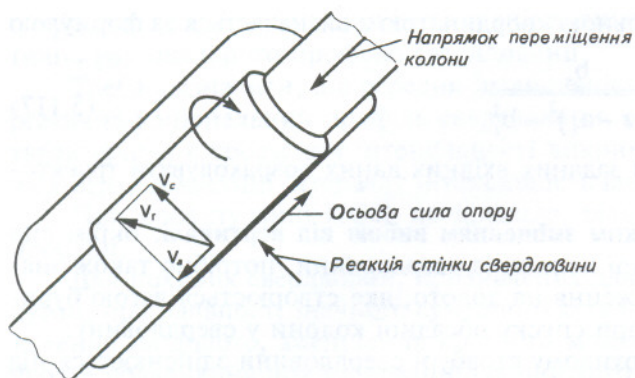


Рис. 5.124. Схема переміщення бурильної колони при її обертанні в похилому прямолінійному стовбурі свердловини

На рис. 5.124 показана схема переміщення бурильної колони при її обертанні в похилому прямолінійному стовбурі свердловини. На рисунку зображені складові вектора швидкості переміщення в точці на поверхні бурильної труби:

v_c — складова вектора швидкості, обумовлена обертанням колони;

v_d — складова вектора швидкості, обумовлена осьовим переміщенням бурильної колони;

v_r — результуючий вектор швидкості.

Оскільки компоненти дотичних та осьових сил опору є прямо пропорційними до швидкості переміщення компонентів, то загальна величина сили опору, направленої

протилежно вектору v_r , може змінюватися залежно від частоти обертання бурильної колони.

Тому для зменшення осьової сили опору при переміщенні бурильної колони в стовбурі свердловини доцільно забезпечити її обертання з максимально можливою швидкістю.

Осьові сили опору при переміщенні бурильної колони визначаються величиною $\lambda G \sin \alpha$ (рис. 5.123).

Зменшення ваги G бурильної колони є істотним фактором зниження осьових сил опору, але воно призводить також до небажаного зниження складової ваги колони для навантаження на долото та переміщення бурильної колони. Однак для умов буріння при великих зенітних кутах зменшення ваги бурильної колони є необхідним заходом для зниження осьових сил опору та моменту обертання бурильної колони для успішного проходження свердловини. Через це в зарубіжній практиці буріння ПСС із великим відхиленням від вертикалі при зенітних кутах понад 60–65° нижня частина бурильної колони (над компоновкою) комплектується лише бурильними трубами.

Існує ряд проектів зарубіжних фірм, які передбачають використання в нижній частині бурильної колони надміцних бурильних труб (із сплавів на основі титану).

Реалізація навантаження на вибій шляхом передачі власної ваги бурильної колони на долото при великих зенітних кутах стовбура свердловини обмежується величиною опорів, які виникають при переміщенні бурильної колони в стовбурі свердловини, і залежить від зенітного кута свердловини та коефіцієнта тертя.

Так, при бурінні свердловин з буровими розчинами на водній основі з антифрикційними домішками вдається знизити коефіцієнт тертя у відкритому стовбурі до 0,35. При цьому, як видно з табл. 5.40, передача навантаження на долото власною вагою бурильної колони практично обмежена зенітним кутом до 65°.

Однак, якщо використовувати інвертні бурові розчини на нафтовій основі (РНО) з антифрикційними домішками, то можна знизити коефіцієнт тертя до 0,10–0,15, що дозволить передати навантаження на долото близько 30% ваги бурильної колони. За рахунок цього можна здійснювати процес буріння при звичайній конструкції бурильної колони (при розміщенні ОБТ в нижній частині бурильної колони). При цьому, як показує зарубіжний досвід буріння, можна досягти відхилень від вертикалі в межах 2000–3000 м (рис. 5.125).

При більш високих кутах можливість навантаження на долото власною вагою бурильної колони, розміщеної в похилому стовбурі свердловини, практично вичерпується (табл. 5.40).

З цієї причини для здійснення навантаження на долото ОБТ розташовують у вертикальній частині профілю стовбура свердловини та в інтервалах малих зенітних кутів, тоді як нижня частина бурильної колони, яка розміщена в інтервалі із зенітним кутом 60–80°, комплектується з надміцних сталевих чи легкосплавних бурильних труб (ЛБТ).

Це дозволяє здійснювати раціональне навантаження долота та зменшити осьові сили опору і крутний момент при переміщенні колони у стовбурі свердловини. За вказаною схемою бу-

рядь похило-скеровані кушові свердловини у Північному морі. Там було отримано відхилення від вертикалі близько 4700 м при кінцевому зенітному куті 75–80°. Для більш ефективного навантаження долота при великих зенітних кутах свердловини доцільно також використовувати наддолотні гідравлічні навантажуючі пристрої.

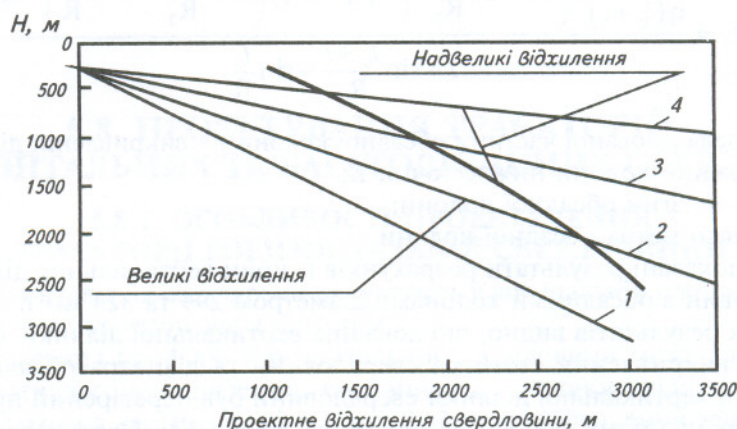


Рис. 5.125. Технологічні можливості звичайного та спеціального наземного обладнання:
1, 2, 3, 4—зенітний кут відповідно 50, 60, 70 та 80°

При бурінні похилих свердловин з великим відхиленням від вертикалі для забезпечення ефективного навантаження на долото глибина вертикальної ділянки має бути максимальною. З іншого боку, щоб скоротити інтервал буріння відхилювачем, доцільно почати викривлення стовбура у безпосередній близькості від гирла свердловини, внаслідок чого виникає необхідність спуску кондуктора в стовбур свердловини із зенітним кутом до 70°.

Якщо врахувати, що для успішного проходження похилої свердловини з великим відхиленням від вертикалі її конструкція обов'язково передбачає спуск проміжної обсадної колони, то виникають питання про глибину вертикальної ділянки та інтенсивність викривлення свердловини, які дозволяють опускати у викривлений стовбур обсадні колони великого діаметра під дією власної ваги.

А.Г. Калінін, Б.О. Нікітін із співавторами для розрахункової схеми, що показана на рис. 5.126,

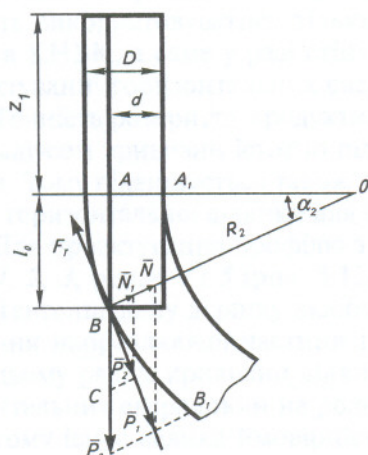


Рис. 5.126. Розрахункова схема для визначення довжини вертикальної ділянки профілю похилої свердловини з великим зміщенням вибою від вертикалі

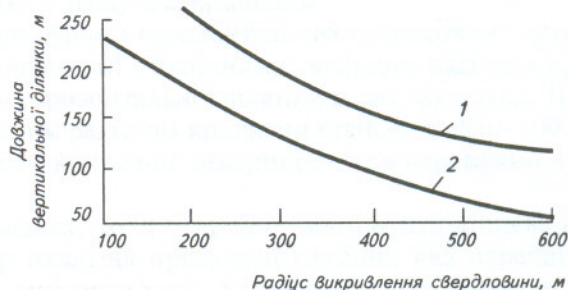


Рис. 5.127. Залежність довжини вертикальної ділянки профілю від радіуса кривизни стовбура свердловини та діаметра обсадних труб (коефіцієнт тертя 0,46):
1, 2—діаметр 324 і 299 мм відповідно

одержали з умов прохідності обсадної колони формулу для визначення глибини вертикальної ділянки свердловини

$$z_1 = \frac{\frac{3EI}{q(l_0 + l)^3} \left(1 + \lambda \operatorname{tg} \frac{l_0 + l}{R_2} \right) - (z_0 + R_2) \left(\sin \frac{l_0 + l}{R_2} - \sin \frac{l_0}{R} \right) - l_0}{l + \sin \frac{l_0 + l}{R_2} - \sin \frac{l_0}{R}},$$

де l_0 — довжина недеформованої частини обсадної колони на викривленій ділянці свердловини;

l — довжина обсадної колони нижче точки В;

EI — жорсткість на згин обсадної колони;

q — вага погонного метра обсадної колони.

На рис. 5.127 показані результати розрахунків глибин вертикальних ділянок при кріпленні похилих свердловин з обсадними колонами діаметром 299 та 324 мм при діаметрі свердловини 394 мм. Із цих результатів видно, що довжина вертикальної ділянки зростає із збільшенням інтенсивності викривлення стовбура свердловини та діаметра обсадної колони. Метод розрахунку довжини вертикальної ділянки свердловини був перевірений при бурінні свердловин з великими відхиленнями вибою від вертикалі на шельфі Охотського моря (о. Сахалін, Росія). У свердловинах, де набір максимального zenітного кута ($60\text{--}70^\circ$) проводився при бурінні під кондуктор, були успішно спущені до проектних глибин та зацементовані обсадні колони великого діаметра.

