

УДК 622.24.053

**ВІДНОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ ЗАБУРЮВАННЯ НОВИХ СТОВБУРІВ****Коцкулич Я.С., Кирчей О.І.**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**Лазаренко О.Г.**

Приватне акціонерне товариство «Нафтогазвидобування»

**Лівінський А.М.**Науково-технічне підприємство «Бурова техніка», м. Полтава,  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Розглянуто переваги спорудження бокових стовбурів для відновлення свердловин. Описано досвід буріння бокових стовбурів свердловин на родовищах Прикарпаття та Дніпрово-Донецької западини. Викладені вимоги до вибору місця зарізання стовбура і профілю свердловини. Обґрунтовано переваги методу вирізання «вікна» в колоні у порівнянні з методом вирізання частини обсадної колони.

**Ключові слова:** боковий стовбур, продуктивний горизонт, відновлення свердловин, промивальна рідина, компоновка низу бурильної колони.

**Постановка проблеми.** В Україні налічується понад 3500 газових та майже 4000 нафтових ліквідованих і недіючих свердловин. Проте, відновлення свердловин шляхом буріння бокових стовбурів застосовується ще не виправдано рідко.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Однією з досить перспективних інноваційних технологій у нафтогазовидобувній галузі є впровадження якісно нової технології – відновлення ліквідованих (недіючих) свердловин. Над проблемою розвитку і впровадження технології відновлення свердловин шляхом забурювання бокових стовбурів на теренах нашої держави працювали і працюють такі підприємства як: ПрАТ «НДІБК бурового інструменту», ТОВ «НТП «Бурова техніка», ТОВ «Укрбурсервіс» та інші.

Так, спеціалістами підприємства «НДІБК бурового інструменту», вперше в СНД на глибині більше 4000 м в обсадній колоні Ø 139,7 мм виконано вирізання «вікна» і буріння похило-скерованого стовбура до глибини 4770 м. Успішно спущений і зацементований хвостовик Ø 102 мм.

На великих глибинах ПрАТ «НДІБК бурового інструменту», спільно з дочірнім підприємством ТОВ «Навігатор Комплект», боковими горизонтальними стовбурами були відновлені свердловини № 96 і 97 Яблунівського родовища.

Вперше в СНД на Фонтанівському родовищі в обсадній колоні Ø 139,7 мм виконана зарізка і буріння бокового похило-скерованого стовбура в умовах аномально високого пластового тиску при густині бурового розчину 1850 кг/м<sup>3</sup> і пластовій температурі більше 150°C.

Максимальна глибина вирізання «вікна» в обсадній колоні – 4009 м; максимальна глибина відновленої свердловини – 4779 м; максимальний zenitний кут в інтервалі вирізання «вікна» – 75°.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** Велика кількість нафтових і газових родовищ України знаходяться на пізній завершальній стадії розробки, підвищення експлуатації яких можливе при зарізці бокових стовбурів у експлуатаційних свердловинах бездіючого фонду. Завдяки цій технології до розробки залучаються так звані «застійні зони пласта», а також важковидобувні запаси нафти, видобуток

яких раніше був неможливим. Тому питання, що пов'язані з технологією відновлення таких родовищ, є актуальними.

**Формування цілей статті.** Переваги спорудження бокових стовбурів для відновлення свердловин. З врахуванням аналізу промислових даних описати досвід буріння бокових стовбурів свердловин на родовищах Прикарпаття та Дніпрово-Донецької западини, визначити вимоги до вибору місця зарізання стовбура і профілю свердловини, виділити переваги методу вирізання «вікна» в колоні у порівнянні з методом вирізання частини обсадної колони.

**Виклад основного матеріалу.** Стабілізація та подальше нарощування обсягів видобування нафти і газу з родовищ із важковидобувними запасами можливе за рахунок вдосконалення існуючих систем їх розроблення з використанням арсеналу сучасних технічних та технологічних засобів.

Буріння горизонтальних свердловин є одним із ефективних методів формування оптимальної системи розроблення нафтових та газових родовищ, підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення з пластів, а також відновлення продуктивності свердловин на родовищах, що перебувають на пізній стадії експлуатації. Розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром забезпечує підвищення продуктивності свердловини внаслідок збільшення площі фільтрації, ступеня вилучення вуглеводнів, виключає можливість надходження води під час експлуатації свердловини, що важливо для низькопроникних горизонтів, а також для колекторів з вертикальною тріщинуватістю [1].

Розробка малопроникних пластів з аномально низьким тиском та високою в'язкістю нафти, виснажених після тривалої експлуатації, нерідко є нерентабельною. Для збільшення продуктивності таких свердловин до економічно прийнятної рівня необхідно збільшити зону дренування, а відповідно, і площу поверхні фільтрації. Цього можна досягти бурінням багатовибірних і горизонтальних свердловин.

Багатовибірні свердловини мають в нижній частині розгалуження у вигляді декількох різнопохилих стовбурів, які перетинають продуктивні пласти і утворюють велику сумарну зону дренування.

Свердловина з горизонтальним розкриттям пласта має один стовбур, який переходить з вертикального в горизонтальний у межах продуктивної зони. В такій свердловині довжина частини стовбура, що проходить уздовж пласта, не залежить від його товщини і може в десятки разів перевищувати глибину свердловини. Особливо доцільно розробляти таким способом пласти з вертикально-розвиненою тріщинуватістю і з неоднорідною пористістю.

Слід зазначити, що вітчизняні фахівці мають досвід буріння горизонтальних і багатовибійних свердловин. Так, наприклад, на Бориславському родовищі, яке розроблялось з 1914 року густою мережею свердловин, пробурених на відстані 30-80 м одна від одної, на невеликій площі пробурено 23 свердловини з дебітами до 2 т за добу. У 1970-х роках поміж ними пробурено 3 свердловини: одна з них мала 5 додаткових стовбурів, друга – 3, а третя пробурена одним горизонтальним стовбуром по нафтоносному пісковнику на довжину 100 метрів. Початкові дебіти цих свердловин становили відповідно 28 т, 12 т і 16 т за добу, а вартість їх будівництва перевищувала всього в 1,5-2,5 рази вартість вертикальних свердловин. За два роки експлуатації дві багатовибійні свердловини перевершили видобуток сусідніх 23 вертикальних свердловин [2].

У провідних нафтогазовидобувних державах світу для підвищення обсягів видобування нафти і газу широко застосовується буріння бокових похило-скерованих та горизонтальних стовбурів у свердловинах бездіючого фонду, що є чи не одним з основних напрямків збільшення обсягів видобутку нафти в умовах погіршення структури запасів та на кінцевих стадіях розробки родовища.

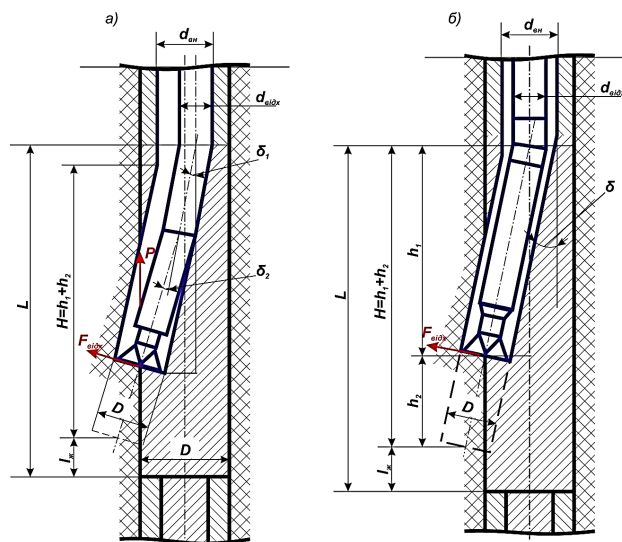
Цей метод є ресурсозберігаючим напрямком, оскільки вартість відновлення свердловин не перевищує межі 30-60% вартості буріння нової свердловини (врахування економії витрат на відведення землі, будівництво інфраструктури та ін.). Економія витрат зростає зі збільшенням глибини відновлюваної свердловини.

В даний час найбільшого розповсюдження одержали два способи забурювання бокового стовбура з експлуатаційної колони вертикальної або похило скерованої свердловини:

– вирізання частини обсадної колони довжиною 10-12 м з допомогою спеціального вирізаючого пристрою з наступним цементуванням стовбура свердловини на 20-30 м і вище вирізаної частини колони. При необхідності нижче вирізаної частини встановлюють пакер. Після ОЗЦ розбурюють цементний камінь компоновкою з відхилювачем і проводять зарізання нового стовбура в необхідному напрямку.

– вирізання «вікна» в обсадній колоні з допомогою вирізаючих фрез із встановлюваного клина-відхилювача з наступним зарізанням бокового стовбура свердловини з цього клина-відхилювача.

Мінімальна довжина вирізаної ділянки обсадної колони визначається насамперед довжиною інтервалу забурювання. Розрахунок довжини інтервалу забурювання проводиться для відхилювачів як з одним кутом перегину, так і для відхилювачів з двома кутами перегину (рис. 1).



а) для відхилювача з двома кутами перегину;  
б) для відхилювача з одним кутом перегину

**Рис. 1.** Розрахункова схема для визначення довжини вирізаної ділянки обсадної колони

Із врахуванням можливих жолобоутворень, мінімальну довжину інтервалу забурювання збільшують і розраховують за формулою:

$$L_{\text{обт}} = H \cdot k + \frac{D_3}{2 \cdot \sin \alpha}$$

де  $L$  – мінімальна довжина вирізаної ділянки колони, м;

$\alpha$  – зенітний кут викривлення стовбура в інтервалі забурювання, рад;

$H$  – довжина розрахункового інтервалу забурювання, м;

$k = 1,1$  – коефіцієнт запасу на жолобоутворення;

$D_3$  – діаметр замка бурильної труби, м.

Довжина розрахункового інтервалу забурювання визначається за формулою:

– для відхилювача з двома кутами перегину:

$$H = l_1 + l_2 + R \cdot \alpha$$

– для відхилювача з одним кутом перегину:

$$H = l_1 + R \cdot \alpha$$

де  $l_1$  – довжина нижньої секції, м;

$l_2$  – довжина середньої секції, м;

$R$  – радіус викривлення осі профілю свердловини, м;

$\alpha_1$  – зенітний кут виходу стовбура свердловини, рад.

Із врахуванням умови вписуваності відхилювача в геометричні розміри стовбура свердловини в інтервалі забурювання, величина  $l_1$  визначається за формулою:

– для відхилювача з двома кутами перегину:

$$l_1 = \frac{D_c + d_{\text{вн}} - d_{\text{вдх}} + 2 \cdot l_2 \cdot \delta_1}{2 \cdot \sin(\delta_1 + \delta_2)}$$

– для відхилювача з одним кутом перегину:

$$l_1 = \frac{D_c + d_{\text{вн}} - d_{\text{вдх}}}{2 \cdot \sin \delta_1}$$

де  $D_c$  – умовний діаметр свердловини, мм (при забурюванні у м'яких породах  $D_c$  приймають рівним зовнішньому діаметру обсадної колони, а при забурюванні в твердих породах – діаметру свердловини до спуску обсадної колони);

$d_{вн}$  – внутрішній діаметр обсадної колони, мм;  
 $\delta_1$  і  $\delta_2$  – кути перекосу вісей перехідників відхилювача, рад;

$d_{відх}$  – зовнішній діаметр відхилювача, мм.

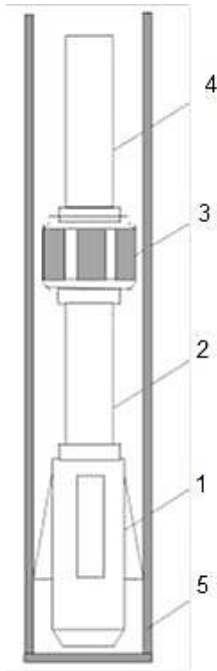
Радіус викривлення вісі свердловини наближено можна визначити за формулою:

$$R = \frac{l_1 + l_2}{2 \cdot \sin(\gamma + \beta)}$$

де  $\gamma$  – кути перегину вісей першої і другої секцій відхилювача, град;

$\beta$  – кут перегину за рахунок зазору між долотом і корпусом відхилювача, град.

Схема компоновки для вирізання ділянки обсадної колони зображена на рис. 2.



1 – вирізний пристрій, 2 – обважені бурильні труби,  
 3 – центратор, 4 – бурильні труби,  
 5 – обсадна колона

**Рис. 2. Схема компоновки для вирізання ділянки обсадної колони**

Другий спосіб буріння бокових стовбурів з вирізанням «вікна» в обсадній колоні має такі переваги:

– висока точність орієнтування за рахунок того, що напрям буріння задається вже встановленим і зорієнтованим клином-відхилювачем;

– можливість використання роторного способу буріння;

– невеликий об'єм металу, що підлягає фрезеруванню, у зв'язку з чим зменшується кількість спуско-підймальних операцій;

– можливість вирізання вікна в декількох колонах одночасно;

– можливість вирізання вікна в обсадній колоні будь-якої міцності, а також в неякісно закріплені колонах.

Схема компоновки для зарізання бокового стовбура способом вирізання «вікна» в обсадній колоні зображена на рис. 3.

Компоновка складається з анкера, ушпостока, фрезерної компоновки, посадочного інструмента, товстостінних бурильних труб.

Під час вибору місця зарізання другого стовбура необхідно враховувати такі умови:

– місце зарізання «вікна» повинна знаходитися між муфтами обсадної колони в інтервалах стійких порід, не схильних до осипання;

– в інтервалі зарізання «вікна» повинно бути цементне кільце;

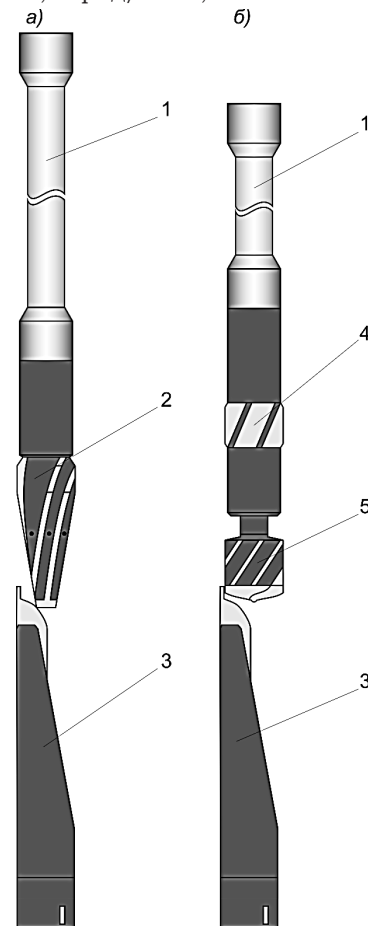
– місце зарізання «вікна» повинно бути розташоване в інтервалі, який забезпечує розкриття продуктивного горизонту в заданій точці при необхідному відхиленні і зенітному куті.

При проектуванні профіля бокових стовбурів необхідно дотримуватися таких вимог:

– профіль свердловини повинен бути виконаний наявним обладнанням;

– інтервал забурювання бокового стовбура вибирається в стійкій частині розрізу, а його забурювання повинно виконуватись на 30-50 м вище покрівлі або на 10-20 м нижче підшви нестійких порід;

– інтенсивність викривлення стовбура свердловини повинна забезпечувати безперешкодне проходження КНБК і хвостовика з оснасткою. Максимальна рекомендована інтенсивність викривлення 2,5 град/10 м.;



1 – ТБПК -73 (G-105), 2 – фрез стартово-віконний,  
 3 – клин-відхилювач, 4 – фрез-райбер,  
 5 – фрез віконний

**Рис. 3. Схема КНБК для вирізання (а) і калібрування (б) «вікна» в обсадній колоні у свердловині № 97 Яблунівського родовища**

– профіль свердловини повинен забезпечувати можливість обертання бурильної колони в процесі буріння із збереженням її міцності;

– профіль свердловини повинен забезпечувати збереження герметичності р'язьбових з'єднань

обсадної колони під час спуску і довготривалої експлуатації;

– профіль свердловини повинен забезпечувати задане зміщення точки входження в продуктивний пласт і проходження стовбура під заданим кутом в продуктивному пласті.

Складні гірничо-геологічні умови залягання продуктивних пластів (низькі пластові тиски, мала проникність, високий вміст материнських глин у породах-колекторах) родовищ Бориславського НІР та розташування окремих з них в рекреаційних зонах потребують розроблення високоякісних та екологічно-безпечних методів первинного розкриття продуктивних пластів під час буріння другого стовбура свердловини.

Роботи з відновлення свердловини № 318 Долинського нафтового родовища виконані Прикарпатським УБР ПАТ «Укрнафта» шляхом вирізання вікна в експлуатаційній колоні і буріння другого стовбура в інтервалі 2410-2670 м. Для буріння другого стовбура використовували бурові долота діаметром 120,6 мм типу СЗ-ГАУ, обважені бурильні труби діаметром 89 мм, бурильні труби діаметром 73 мм, систему перехідників і відхилюючих пристроїв.

Багаторічні дослідження дають підстави стверджувати, що основна роль у забезпеченні якісного розкриття продуктивних пластів у складних гірничо-геологічних умовах належить промивальним рідидам.

Фахівцями НДПІ ПАТ «Укрнафта» розроблено інгібовану малоглинисту емульсійну промивальну рідину з використанням традиційних і нових хімічних реагентів, таких як органіко-лоїд «Премікс О» та піногасник «Премікс Д». При бурінні в інтервалі залягання бистрицьких відкладів, схильних до обвалювання, рекомендовано підтримання густини промивальної рідини меншої, ніж використовували раніше, в межах до 1250 кг/м, що і забезпечило високу якість розкриття продуктивних пластів [3]. Високі інгібуючі властивості рідини сприяли підвищенню

гідрофобізації та зменшенню гідратації глинистої фази, що забезпечило буріння бокового стовбура свердловини без ускладнень.

ТОВ «Карпатигаз» проводять роботи з відновлення свердловин, капітального ремонту та інтенсифікації малодебітних свердловин на Яблунівському і Матвіївському нафтогазоконденсатних родовищах (НГКР) шляхом вирізання «вікон» в обсадній колоні.

Нафтова свердловина № 97 Яблунівського родовища знаходилась в бездіючому фонді з 2004 року. Після капітального ремонту в першому півріччі 2013 року шляхом буріння бокового стовбура з горизонтальним закінченням на горизонт Б-10 введена в експлуатацію з дебітом 10 т/д інтервал набору кривизни 3405-3732 м проведено з інтенсивністю 2,5 град/10 м з кінцевим зенітним кутом викривлення 83,2 град.

В інтервалі 3732-3940 м профіль свердловини стабілізовано і продуктивний горизонт Б-10 розкрито на глибині по вертикалі 3622-3650 м (28 м), а по стволу – 3734-3883 м (149 м). Свердловина введена в експлуатацію з допомогою струминного насоса. Для підвищення дебіту свердловини передбачається заміна насоса на потужніший, що забезпечить підвищення дебіту свердловини приблизно до 30 т/д.

**Висновки.** Підтверджено доцільність використання подвійноінгібованих промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів боковим стовбуром у свердловині № 318 Долинського нафтового родовища.

Оптимізовано профіль свердловини із врахуванням гірничо-геологічних умов буріння, що сприяло забезпеченню успішного відновлення свердловини № 97 Яблунівського родовища і підтверджує доцільність відновлення свердловин буріння боковим стволом.

На основі аналізу досвіду зарізання бокових стовбурів свердловин удосконалено технічні засоби і технологію виконання робіт з буріння бокових стовбурів з метою відновлення свердловин на родовищах України.

## Список літератури:

1. Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі / Лазаренко О.Г., Лівінський А.М. // Порозрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2014. – Вып. 17. – С. 47-52.
2. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга. / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук – Львів: Вид-во «Центр Європи», 2012. – 708 с.
3. Коцкулич Я.С. Малоглиниста промивальна рідина для первинного розкриття продуктивних горизонтів / Я.С. Коцкулич, Б.А. Тершак, А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 1 (58). – С. 19-27.

**Коцкулич Я.С., Кирчей О.И.**

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

**Лазаренко А.Г.**

ЧАО «Нафтогазвидобування»

**Ливинский А.М.**

НТП «Буровая техника»,

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

## **ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН ПУТЕМ ЗАБУРИВАНИЯ НОВЫХ СТВОЛОВ**

### **Аннотация**

Рассмотрено преимущества сооружения боковых стволов для восстановления скважин. Описан опыт бурения боковых стволов скважин на месторождениях Прикарпатья и Днепроовско-Донецкой впадины. Изложены требования к выбору места зарезки ствола и профиля скважины. Обоснованы преимущества метода вырезания «окна» в колонне по сравнению с методом вырезания части обсадной колонны.

**Ключевые слова:** боковой ствол, продуктивный горизонт, восстановление скважин, промывочная жидкость, компоновка.

**Kotskulych Y.S., Kyrchei O.I.**

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

**Lazarenko O.G.**

PrJSC «Naftogazvydobuvannya»

**Livinskyi A.M.**

RTE «Burova Technika»

## **THE WELL RECOVERY BY SIDE TRACKING**

### **Summary**

The subject considered is advantage of sidetracking for well re-entry; sidetracking in Prykarpattya fields and in Dnieper-Donetzk basin is described. Requirements for well profile selection and kickoff point are included. The work lays down advantages for «window» cutting in the casing compared to cutting the part of the casing.

**Keywords:** sidetracking, pay horizon, well re-entry, drilling fluid, arrangement.