

УДК 622.276.04(048)

## ПРИХОПЛЕННЯ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ: ВИЗНАЧЕННЯ МЕЖ І УТРИМУВАЛЬНИХ СИЛ, РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ЇХ УНИКНЕННЯ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

**К. Г. Левчук<sup>1</sup>, В. І. Векерик<sup>2</sup>, В. М. Мойсишин<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Інститут металофізики ім. Г. В. Курдюмова НАН України;  
03142, м. Київ, вул. Вернадського, 36;  
тел. +380 (44) 422-95-51; e-mail: kgl.imp.nan@gmail.com

<sup>2</sup>Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
тел. +380 (342) 72-71-31; e-mail: math@iung.edu.ua

Обґрунтовано доцільність застосування акустичного методу для визначення меж прихоплення бурильного інструменту та ділянок з різним ступенем обтиснення труб. Розроблено методіку визначення утримувальної сили на основі даних про контактний тиск між гірською породою і прихопленими трубами. Визначено сили тертя, які перешкоджають рухові бурильної колони під час її вивільнення. Систематизовано рекомендації з попередження різних груп прихоплення. Запропоновано конструкцію пристрою, який дозволяє випрямляти стовбур при ускладненнях, що виникають під час буріння свердловин.

**Ключові слова:** прихоплення бурильної колони, межі зони прихоплення, геофізичні методи дослідження свердловин, акустичний цементомір, утримувальна сила, контактний тиск, поліном Лагранжа, рекомендації з попередження прихоплення бурильної колони, випрямляч стовбура свердловини.

### Вступ

Незважаючи на високий рівень технології буріння та сучасні методи з попередження ускладнень та аварій під час поглиблення свердловин питання ліквідації прихоплення бурильної колони залишається актуальним. На сьогодні відсутні методи розрахунку інтегральної сили прихоплення та опору рухові при вивільненні прихопленої колони бурильних труб. Зрозуміло, що такі розрахунки повинні суттєво залежати від виду і меж прихоплення.

За видом прихоплення поділяють на три групи [1, 2]:

- 1) диференціальні (викликані перепадом тиску) прихоплення;
- 2) прихоплення, викликані затяжкою в жолобі, заклинюванням бурильної колони у звуженій частині стовбура свердловини або заклинювання стороннім предметом;
- 3) прихоплення викликані осипанням, обвалом, плинністю пластичних порід, осіданням твердої фази або шламу, утворенням сальника.

### Мета дослідження

Метою роботи є удосконалення методу визначення меж прихоплення бурильної колони та розробка:

а) методики знаходження утримувальної сили на основі визначення контактного тиску між гірською породою і прихопленими бурильними трубами;

б) рекомендацій з попередження прихоплень бурильного бурильного інструменту;

в) конструкції випрямляча стовбура свердловини.

### Про визначення меж прихоплення бурильної колони

Перед початком ліквідації прихоплення слід визначити вид та межі прихоплення.

Часто верхню межу прихоплення визначають за формулою [3, 4]

$$L = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l, \quad (1)$$

де  $L$  – довжина вільної частини бурильної колони вище від місця прихоплення; 1,05 – коефіцієнт, що враховує наявність жорстких замків;  $E$  – модуль Юнга;  $F$  – площа поперечного перерізу труби;  $P_2$ ,  $P_1$  – розтягувальні зусилля, величини яких вибирають за відомою методикою [3, 4];  $\Delta l$  – видовження колони за різниці навантажень  $P_2 - P_1$ .

Узагальнюючи формулу (1) на випадок багаторозмірної колони, запишемо

$$L = \sum_{i=1}^{n-2} l_i + E_{n-1} F_{n-1} \left( \frac{1,05 \Delta l}{P_2 - P_1} - \sum_{i=1}^{n-2} \frac{l_i}{E_i F_i} \right), \quad (2)$$

де  $n$  – кількість секцій бурильних труб;  $l_i$ ,  $E_i$ ,  $F_i$  – довжина, модуль Юнга та площа поперечного перерізу  $i$ -тої секції труб.

Спосіб визначення глибини прихоплення за формулою (2) дає досить приблизні значення, особливо при роботах у глибоких свердловинах. Його можна використовувати як орієнтовний для складання плану робіт на ліквідацію прихоплення бурильного інструменту.

Точніше верхню межу прихоплення бурильної колони можна знайти за допомогою визначника прихоплень ПО [5], дія яка ґрунтується на розмагнічуванні феромагнітних матеріалів у випадку їх пружної деформації. Метод визначення глибини прихоплення труб полягає у нанесенні магнітних позначок на колону труб. Далі з поверхні до колони труб прикладають навантаження, яке її розтягує або закручує. зникнення магнітних позначок або зменшення їх амплітуди вказує на верхню межу прихоплення.

Для визначення меж зони прихоплення і виділення ділянок з різним ступенем обчислення бурильної колони доцільно застосовувати акустичний метод, як один з найбільш ефективних [6]. Серед різних типів акустичної апаратури найчастіше використовують акустичні це-

ментоміри. Вибір ґрунтується на тому, що за окремими ознаками прихоплений бурильний інструмент нагадує зацементовану обсадну колоду [4].

При акустичному каротажі вимірюють амплітуду та тривалість поширення заломленої хвилі. Пружні коливання через буровий розчин передаються на бурильну колоду, якою хвилі поширюються зі швидкістю звуку. Численні дослідження дозволили встановити певні закономірності: при доброму контакті прихоплюючої породи з трубою спостерігається розповсюдження хвилі по колоні з малою амплітудою, при поганому контакті – амплітуди підвищені. З'ясовано, що динамічні параметри акустичних сигналів суттєво залежать від відносної довжини дуги колони, по якій гірська порода має жорсткий контакт з колоною бурильних труб. Максимальний рівень сигналу вказує на відсутність охоплення труби породою [4].

Розташування зон прихоплення, а також ділянок з різним ступенем обтиснення труб, знаходять за місцями втрати енергії, що не повертається до приймача. Інтенсивність прихоплювальної сили оцінюється за величиною енергії, яка поглинається породою. В дисертації С.В. Гошовського [4] читаємо: «Показовим прикладом використання акустичних методів, для визначення інтервалу прихоплення, а також для виділення ділянок з різним ступенем обтиснення бурильного інструменту є роботи, виконані у свердловині 11-Завода з вибоєм 4454 м. Причиною аварії стало утворення потужної глинистої кірки на ділянці вигодських пісковиків з пористістю 10-14% і проникністю 5 мілідарсі. Пісковики в зоні проникнення добре виділяються геофізичними методами досліджень.

За кривою АКЦ, наведеного на рис. 1, були впевнено виділені верхня і нижня границі прихоплення (3305-3378 м), а також окремі ділянки зі значним ступенем обчислення. Це стало основою при розрахунках величин зарядів. Для «струшування» бурильного інструменту застосовувалась 5-метрова торпеда, що складалася з двох ниток детонуючого шнура ДШТТ-180. У місцях зі збільшеним ступенем обтиснення (3320 м, 3330 м, 3340 м) кількість шнурів було доведено до 4 ниток довжиною по 3-5 мм.

Внаслідок проведеного торпедування відбулося розгвинчування бурильного інструменту на глибині 3340 м. Після повторного вибуху торпеди аналогічної конструкції, встановленої в інтервалі 3340-3380 м, прихоплення було успішно ліквідоване».

Отже, в результаті комплексного використання геолого-геофізичної та технологічної інформації фахівцем вдається будувати літологічну колоду свердловини з виділенням можливих зон прихоплення бурильних труб [7], а далі, у випадку виникнення ускладнень, виділяти межі прихоплення бурильної колони та ділянки з різним ступенем обтиснення труб.

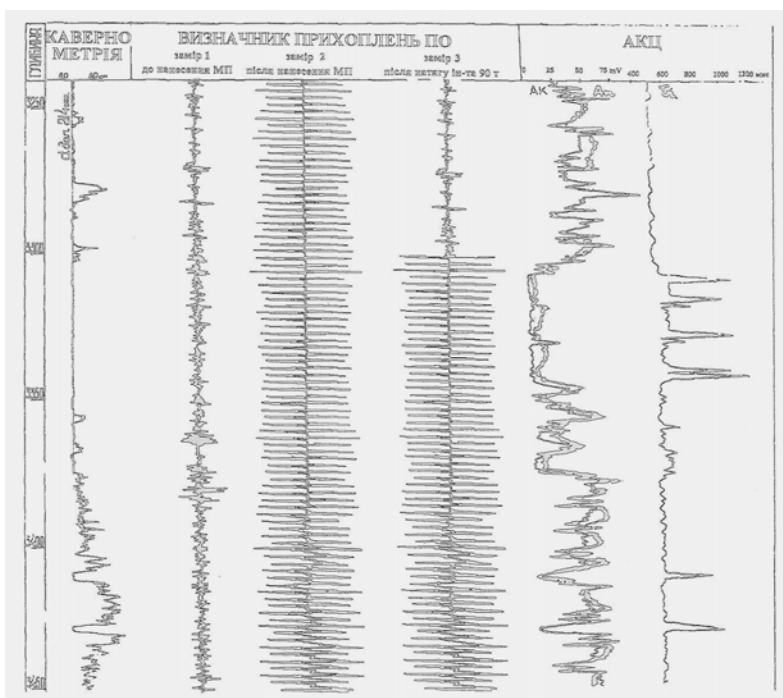


Рис. 1. Визначення меж прихоплення бурильного інструменту акустичним методом на св. 11-Завада (за С.В. Гошовським)

### Про утримувальну силу, яка прихоплює бурильну колону

Якщо задати інтенсивність сили прихоплення  $P(x, \varphi)$  по довжині  $l_{np}$  зони прихоплення та по куту  $\varphi$  дуги прихоплення, що в поперечному перерізі з координатою  $x$  змінюється від  $\varphi_1$  до  $\varphi_2$  (рис. 2а), то утримувальну силу слід визначати за формулою

$$P_{ymp} = \int_0^{l_{np}} \int_{\varphi_1}^{\varphi_2} P(x, \varphi) d\varphi dx. \quad (3)$$

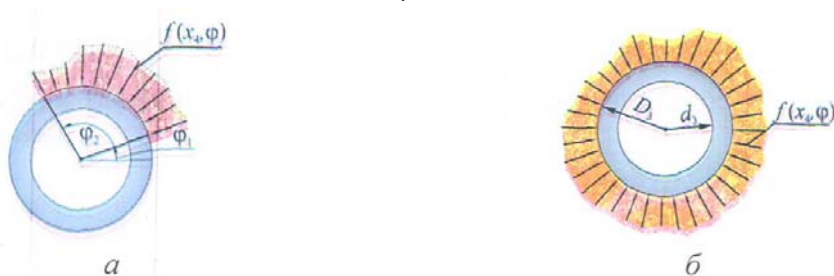


Рис. 2. До визначення прихоплювальної сили в поперечному перерізі бурильної колони

Якщо ж гірська порода має контакт з бурильною колоною по всій дузі кола, тобто кут  $\varphi$  змінюється в межах від 0 до  $2\pi$  (рис. 2б), то

$$P_{ymp} = \int_0^{l_{np}} \int_0^{2\pi} P(x, \varphi) d\varphi dx. \quad (4)$$

Оскільки сучасні геофізичні методи не дозволяють визначати інтенсивність  $P(x, \varphi)$  в залежності від кута  $\varphi$ , то зупинимось на випадку коли гірська порода має контакт з  $x$ -перерізом труби по всьому зовнішньому колу ( $\varphi$  змінюється від 0 до  $2\pi$ ), а інтенсивність сили прихоплення (контактний тиск гірської породи і прихопленої бурильної труби) при цьому залишається сталою, тобто  $P(x, \varphi) = P_0(x)$ . Тоді

$$P_{ymp} = 2\pi \int_0^{l_{np}} P_0(x) dx. \quad (5)$$

Зупинимось на визначенні функції  $P_0(x)$ . На основі аналізу комплексу досліджень свердловини зведемо дані про контактний тиск  $P_{0i}$  в перерізах  $x_i$  зони прихоплення в таблицю вигляду

$x$	$x_0$	$x_1$	...	$x_n$
$P_0$	$P_{00}$	$P_{01}$	...	$P_{0n}$

Для побудови функції, яка б у вузлах  $x_i$  приймала значення  $P_{0i}$ , скористаємось інтерполяційним поліномом Лагранжа

$$P_0(x) = \sum_{i=0}^n \left( P_{0i} \prod_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n \frac{x - x_j}{x_i - x_j} \right). \quad (6)$$

Знайдені вище сили тертя тиску  $P_0$  визначають сили тертя, які утримують бурильні труби і перешкоджають руху бурильної колони.

В огляді [2] читаємо: «У 1886 р. О. Рейнольдс вперше описав тертя змащених поверхонь – в'язке тертя. Він з'ясував, що у випадку контакту тіл у рідинах виникають значно менші (порівняно зі статичними) сили в'язкого тертя, а сили статичного тертя відсутні. Якщо шар мастила достатньо товстий і поверхні тіл безпосередньо не контактують, то в'язкий опір визначається гідродинамічними властивостями мастила. Зі зростанням швидкості  $V$  сила опору руху збільшується. Тобто, якщо мастила достатньо, то мають місце три механізми (рис. 3): сила статичного опору  $F_{cm}$  зрушенню, сила сухого тертя  $F_c$  і сила в'язкого опору – стрібек-ефект (рис. 3в).

У 1902 р. Р. Стрібек опублікував експериментальні дані про те, що зі зростанням швидкості статична сила опору  $F_{cm}$  падає миттєво до сили тертя ковзання  $F_c$  лише, якщо поверхні сухі (рис. 3а); плавно, якщо рідини недостатньо (рис. 3б). Проведені ним дослідження дали по-

штовх виникненню спеціальної науки – трибології, яка об'єднує механіку, фізику поверхні і хімію. Згідно даних [9, 10] цієї науки

$$F_{mp} = \frac{2f p_0 \arctg(\varepsilon v)}{\pi(1 + \delta|v|)}, \quad (7)$$

де  $f$  – коефіцієнт тертя,  $\varepsilon = 10^6$  – параметр точності, який контролює форму гладкого наближення від статичного до динамічного тертя. константа  $\delta$  враховує змашувальний ефект у коефіцієнті динамічного тертя. Зрозуміло, що для сухого тертя  $\delta = 0$ . Якщо труби прихоплені ( $v = 0$ ), то  $F_{mp} = 0$ . У разі прилипання сила тертя  $F_{mp}$  знаходиться в інтервалі статичного тертя, тобто  $-F_c \leq F_{mp} \leq F_c$ . Якщо сила тертя перевищує порогове значення  $F_c$ , то труби починають ковзати. Зауважимо, що в процесі ударно-вібраційної дії проявляються ефекти структурної в'язкості та тиксотропії, що веде до зниження коефіцієнта тертя ковзання».

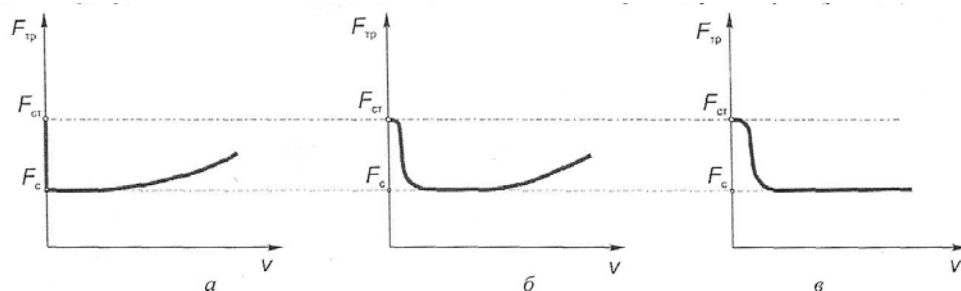


Рис. 3. Залежності сили тертя від швидкості (діаграма Стрібека)

### Рекомендації щодо попередження прихоплень та розробка випрямляча стовбура свердловини

Для попередження прихоплень необхідно дотримуватись вимог «Інструкції по боротьбі з прихопленнями колони труб при бурінні свердловин» [11].

Систематизуємо рекомендації щодо попередження прихоплень бурильної колони на основі робіт [1, 2, 7, 8].

Для попередження прихоплень **першої групи** (диференціальних прихоплень) рекомендації зводяться до наступного:

1. Знизити перепад тиску  $\Delta P = P_2 - P_{nl}$ , де  $P_2$  – тиск стовбура бурового розчину,  $P_{nl}$  – пластовий тиск.

2. Зменшити площу контакту бурильної колони зі стінкою свердловини. Для цього в компонування низу бурильної колони включають центратори, стабілізатори, квадратні ОБТ, шестигранні ОБТ зі спіральними канавками і т.п.

3. Бурові розчини повинні мати мінімальну водовіддачу і хороші змашувальні властивості. Ідеальними для розбурювання пластів схиль-

них до прихоплень внаслідок перепаду тиску є бурові розчини на нафтовій основі.

4. Потрібно проводити відриви долота від вибою через кожні 10 хвилин для формування щільної зовнішньої і непроникної внутрішньої фільтраційної кірки за рахунок механічної дії калібрувальних елементів компонування на стінки свердловини.

5. Проводити відрив бурильної колони від вибою на 10-15 метрів через кожних 30 хвилин буріння у проникних пластах.

6. Перед нарощуванням в інтервалі проникного пласта-колектора виконувати шаблонування пробуреного стовбура на довжину квадрата 2-3 рази з циркуляцією промивальної рідини.

7. При поглибленні свердловини на 100-120 метрів нижче залягання проникних пластів-колекторів виконати контрольні піднімання і спуск 5-6 свічок труб.

Для попередження прихоплень **другої групи** (затяжки та заклинювання) рекомендується:

1. Використовувати компонування низу бурильної колони (КНБК), що забезпечують невеликі гідравлічні опори, буріння свердловини на оптимальних режимах та виключають викривлення стовбура свердловини.

2. В умовах підвищеної небезпеки самовільного викривлення застосовувати жорсткі КНБК, котрі включають центратори та калібратори.

3. Проти утворення жолобів хороший ефект дає буріння з ексцентричними перехідниками, встановленими над долотом.

4. Якщо при підніманні бурильної колони двічі поспіль утворились затяжки, при цьому їх інтенсивність зростає, то це вказує на утворення жолобів. Рекомендується провести профілеметрію стовбура свердловини і ліквідувати жолоб проробкою стовбура долотом зі встановленим над ним шарошковим центратором або ще краще вирівнювачем, конструкцію якого наведемо пізніше.

5. Якщо проробка КНБК з шарошковим центратором, вирівнювачем або гідравлічним розширювачем не дала результатів, то жолоби ліквідують вибухом гнучких зарядів.

6. У випадку прихоплень через заклинювання інструменту у звуженій частині стовбура необхідно стежити за відпрацюванням доліт і елементів бурильної колони. У разі виникнення посадок необхідно зупинити спускання колони, підняти її на висоту 15-20 м, проробити небезпечний відрізок і лише тоді продовжити спускання колони.

Для попередження прихоплень **третьої групи** (осипання, обвали, плинність пластичних порід, сальники) рекомендується:

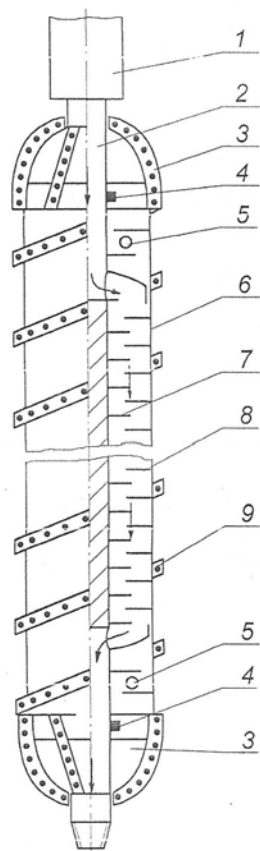
1. Створити умови для буріння нестійких відрізків з максимально можливими швидкостями.

2. Буровий розчин повинен підтримувати стовбур в хорошому стані, тобто виключати затяжки, посадки і утворення каверн.

3. При звуженні стовбура свердловини внаслідок набухання порід необхідно обтяжувати буровий розчин на 10-15%.

4. При підвищенні тиску на викидній лінії насосів слід припинити буріння і привести до нормального стану стовбур свердловини інтенсивним промиванням і обертанням колони труб ротором з частотою понад 80 об/хв, не допускаючи натягу колони понад власну вагу.

Як згадувалось вище, для уникнення заклинювань бурильного інструменту при бурінні та проведенні спуск-підймальних операцій в компонованні бурильної колони доцільно включати вирівнювач стовбура свердловини, конструкцію якого розроблено авторами даної статті. Він забезпечує руйнування кільцевої поверхні у просторі між стовбуром свердловини і бурильним інструментом шляхом використання породоруйнівних елементів, розміщених на гвинтових поверхнях по довжині циліндричного корпусу вибійного двигуна з обертовим корпусом. На торцях корпусу у верхній і нижній частинах встановлені бурові коронки з зовнішнім діаметром долота (свердловини), а їх внутрішній діаметр перевищує діаметр елементів бурильної колони.



Випрямляч стовбура свердловини, зображений на рис. 4, включає вибійний двигун з обертовим корпусом (турбіну турбобура або гвинтового двигуна) та породоруйнівний інструмент, які забезпечують руйнування породи при його русі вздовж осі свердловини. Він приєднується до бурильної колони 1 і складається з вала 2, бурових коронок 3, корпусу 6 пристрою, радіально-осьових опор 5, встановлених у верхній і нижній частинах корпусу, секцій статорів 7 і роторів 8, які фіксуються шпонками на валі 2 і в корпусі 6. Корпус 6 по довжині має гвинтоподібні висадки 9, оснащені твердосплавними ріжучими елементами. Між валом 2 і корпусом 6 встановлені ущільнення 4 для забезпечення протікання промивальної рідини через робочі органи турбіни випрямляча.

1 – бурильна колона, 2 – вал, 3 – бурова коронка,  
4 – ущільнення, 5 – радіально-осьова опора, 6 – корпус,  
7 – статор, 8 – ротор, 9 – гвинтоподібна висадка

Рис. 4. Випрямляч стовбура свердловини



Випрямляч стовбура свердловини працює наступним чином. Потік промивної рідини, який рухається бурильними трубами 1, обертає корпус 6 турбіни випрямляча. Обертання корпуса 6 випрямляча є незалежним від обертання вала 2 вибійного двигуна, тому проходить силова взаємодія породоруйнівних елементів на висадках 9 між стінкою свердловини і бурильним інструментом. Бурильна колона і долото обертаються ротором з поверхні землі. При переміщенні корпуса вверх або вниз пристрій руйнує породу в місцях виступів через відхилення стовбура від прямолінійної траєкторії. Оскільки випрямляч стовбура свердловини має значну довжину і його корпус оснащений породоруйнівними елементами, то при його роботі в місцях перегинів осі стовбура проходить виправлення прохідності бурильного інструмента у стовбурі свердловини.

Запропонований випрямляч стовбура свердловини при ускладненнях у свердловині (обвалах, прихопленнях, затяжках) під час руху бурильного інструмента вверх або вниз за наявності циркуляції промивної рідини дозволить випрямляти в місцях перегину стовбур свердловини, а при проходженнях і при розходжуванні бурильної колони змінити, порушити в'язі бурильної колони зі стовбуром свердловини.

#### **Висновки та підсумки**

1. Розташування зон прихоплення бурильної колони, а також ділянок з різним стержнем обтискання труб знаходять акустичним методом за місцями втрати енергії, що не повертається до приймача. Інтенсивність прихоплювальної сили оцінюється за величиною енергії, яка поглинається породою.

2. Розроблено методику визначення утримувальної сили на основі даних про контактний тиск між гірською породою і прихопленими трубами у фіксованих перерізах зони прихилання.

3. Визначено сили тертя, які перешкоджають руху бурильної колони під час її вивільнення.

4. Систематизовано рекомендації з попередження прихоплень першої, другої та третьої груп.

5. Запропоновано конструкцію випрямляча, який дозволяє випрямляти стовбур свердловини при ускладненнях (обвалах, затяжках), а також порушувати в'язі бурильної колони зі стінками гірської виробки при проходженнях і розходжуванні бурильної колони.

#### ***Література***

1. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аврий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – М.: Недра, 1988. – 279 с.
2. Левчук К.Г. Механічні способи вивільнення прихопленого бурильного інструменту (огляд) / К.Г. Левчук, В.М. Мойсишин, В.В. Рис, І.М. Гураль // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2017. – №2(38). – С. 196-235.

3. Федоров В.С. Бурение нефтяных и газовых скважин / В.С. Федоров, Н.И. Шацов, С.М. Кулиев и др. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 668 с.
4. Гошовський С.В. Застосування енергії вибуху в технологіях спорудження свердловин / С.В. Гошовський. – Дис. ... докт.техн.наук. – Івано-Франківськ, 1999. – 237 с.
5. Скважинный прихватопредельитель (ПО-90, ПО-70, ПО-50, ПО-36, ПО-28). Паспорт и руководство по эксплуатации. – Саратов, 2016. – 7 с.
6. Булатова Ж.М. Акустический каротаж / Ж.М. Булатова, Е.А. Волхова, Е.Ф. Дубров. – Л.: Недра, 1970. – 204 с.
7. Шиповский А.К. Обоснование и разработка динамической модели образования и предупреждение дифференциальных прихватив (на примере Самарской области) / А.К. Шиповский. – Дис. ... канд.техн. наук. – Самара, 2014. – 138 с.
8. Outmans H.D. Mechanics of Differential Pressure Sticking of Drill Collars / H.D. Outmans // Petroleum Transactions. AIME. – Vol.213. – 1958. – P. 265-274. [https:// www.onepetro.org/general/SPE-963-G](https://www.onepetro.org/general/SPE-963-G).
9. Основы трибологии (трение, износ, смазка): Учебник для технических вузов / Под общ. ред. А.В. Чичинадзе. – М.: Машиностроение, 2001. – 664 с.
10. Armstrong-Helouvri B. A Survey of Models, Analysis Tools and Compensation Methods for Control of Machines with Friction / B. Amstrog-Helouvri, P. Dupont and C. Canudas de Wit / Automatica. – 1994. – Vol.30. – Iss.7. – P. 1083-1138.
11. Инструкция по борьбе с прихватами колонны труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1976. – 67 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 15.06.2018 р.*

*Рекомендовано до друку д.т.н., проф. **Копеем Б.В.**,  
д.т.н., проф. **Куцяком Я.В.** (м. Київ)*

### **DRILLING COLUMN FIXING: BOUNDARY DEFINITION AND SUPERVISORY FORMS, RECOMMENDATIONS FOR THEIR DESTRUCTION BEFORE YOU TAKE SURPRISES**

**К.Н. Levchyk<sup>1</sup>, V.I. Vekeryk<sup>2</sup>, B.M. Moysyshyn<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Institute of Metal Physics by G.V. Kurdyumov of the National Academy  
of Sciences of Ukraine; 03142, Kyiv, Vernadsky str., 36;  
ph. +380 (44) 422-95-51; e-mail: kgl.imp.nan@gmail.com*

<sup>2</sup>*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;  
76019, Ivano-Frankivsk, Carpathian str., 15;  
ph. +380 (342) 72-71-31; e-mail: math @ nung. edu. ua*

*The expediency of using the acoustic method for determining the borders between the picking of a drilling tool and sections with different de-*

*degrees of pipe bending is substantiated. The method of determination of restraining force is developed on the basis of contact pressure data between the rock and the captured pipes. Frictional forces that prevent the drilling column movement during its release are determined. Recommendations for preventing different groups of hijacking are systematized. The construction of the device which allows straightening the trunk with complications that arise during drilling of wells is proposed.*

**Key words:** *grabbing of drill column, boundaries of grappling zone, geophysical methods of wells research, acoustic cementometer, restraining force, contact pressure, Lagrange polynomial, recommendations for prevention of grabbing of drill column, rectifier of wellbore.*