

6. Бочковский А. М., Петрига П. В. Совершенствование технологии пайки бурового инструмента, оснащенного алмазно-твердосплавными пластинами // Совершенствование техники и технологии бурения скважин: Сб. науч. тр. // АН Украины. – К, 1993. – С.58–60.

Поступила 07.06.10

УДК 622.243.272

І. І. Чудик, канд. техн. наук., А. Р. Юрич

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

## НОВІ МОЖЛИВОСТІ ДЛЯ ВДОСКОНАЛЕННЯ НЕОРІЄНТОВАНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

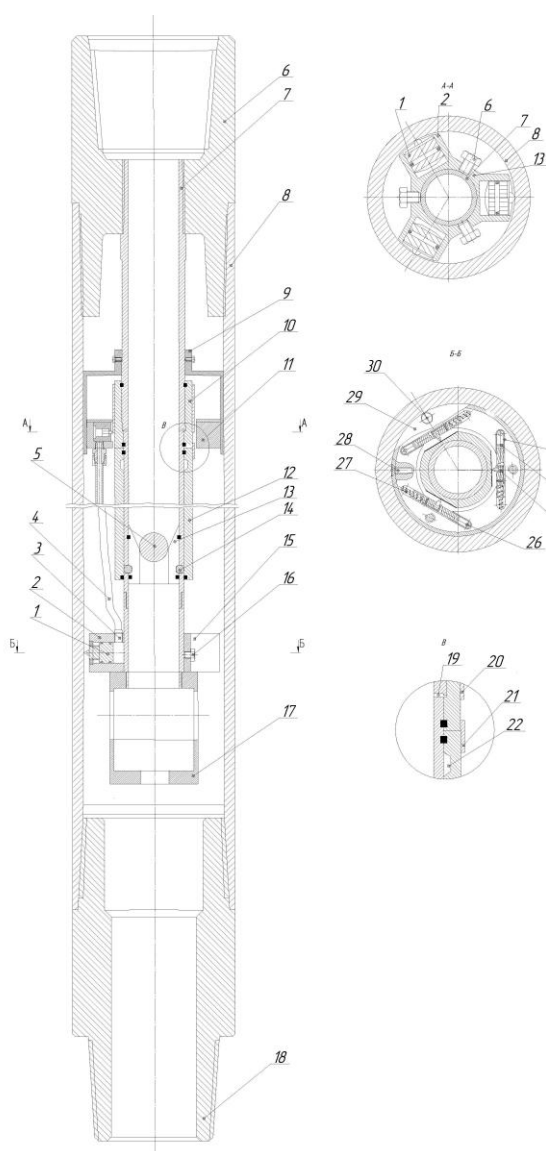


Рис. 1. Принципова схема конструкції пристрою для вимірювання згинального моменту в БК [1]

*This article offered an opportunity to improve designs of SCE bottom borehole by new scientific and practical decisions aimed at clarifying the conditions of their work in well with industrial data, measured in the hollows using a specially designed device*

При бурінні свердловин одним з основних режимно-технологічних параметрів, що впливає на ефективність руйнування гірських порід, напружено-деформований стан бурильної колони (БК), відхилене зусилля на долоті та енерговитрати процесу є осьове навантаження на долото. Цей параметр у процесі буріння визначає гідравлічний індикатор ваги (ГІВ), що характеризується дуже низькою точністю вимірювання, поганою працездатністю та інформативністю. Зарубіжні дослідники використовують для цього спеціальне глибинне обладнання – телеметричні системи, які на відміну від ГІВ, є високоточними, надійними та багатофункціональними. Проте їх використання у поєднанні з вітчизняним буровим обладнанням ускладнюється низькою техніко-технологічних проблем, які можна усунути лише шляхом проведення модернізації бурових комплексів, зокрема системи очистки бурових розчинів, контролю їх реологічних параметрів, приводних систем бурових доліт.

Для поєднання зарубіжного досвіду з контролю режимно-технологічних параметрів буріння і вітчизняного бурового обладнання було запропоновано компромісне рішення, яке передбачає використання пристрою [1] для прямого вимірювання згинального моменту в нижній частині БК і перерахунку відповідно до нього осьового та радіального зусиль на долоті.

До основних конструктивних позицій цього пристрою, (рис. 1), належать: корпус 8, верхній 6 і нижній 18 перевідники, ствол 7, втулки 9, 10 і 12, пластина 21, гідравлічний канал 19, пластина з м'якого металу 20, круговий паз 22, сідло 13, кульковий замок 14, корпус вузла сприйняття зусиль 15, циліндри 2 і 23, поршні 1 з гідравлічними отворами 3, кріпильні елементи 16, 28, корпус вузла реєстрації зусиль 11, плунжери 24, пера 25, гідравлічні отвори 26, пружини 27, кришка 29, болти 30, трубопроводи 4, корзина 17, металева кулька 5.

Для роботи з пристроєм необхідно в БК закинути металеву кульку 5, яка, опустившись до вибою сяде, на сідло 13 і перекриє його промивальний канал. Далі, при ввімкненому буровому насосі буровий розчин перетікає через канали 19 у простір між стволом і рухомими втулками і проходить поздовжнє переміщення втулок 10 і 12 вздовж ствола 7. Під дією згинального моменту в свердловині ствол пристрою 7 зміщується у поперечному напрямі відносно корпуса 8 і діє на поршні 1, які передають навантаження на пера 25, що викреслюють на металевій пластині 22 лінію (у вигляді подряпини). Зважаючи на те, що стріла прогину корпусу пристрою в стовбурі свердловини не перевищує 1 мм, для її масштабування конструкцією передбачено зменшення діаметрів поршнів реєструючих циліндрів в 4 рази відносно до сприймаючих циліндрів, що зумовлює збільшення довжини ходу малого поршня в 25 разів.

З метою промислового застосування пристрій було протаровано в лабораторних умовах на стенді (рис. 2). При цьому корпус 1 був встановлений в основу стенда 2 одним кінцем спертим на підпору, іншим – на домкрат 6. При цьому, навантажуючи корпус поперечною силою  $P$  за динамографом 5 індикатором переміщень 4 фіксувався прогин корпусу (рис. 3).

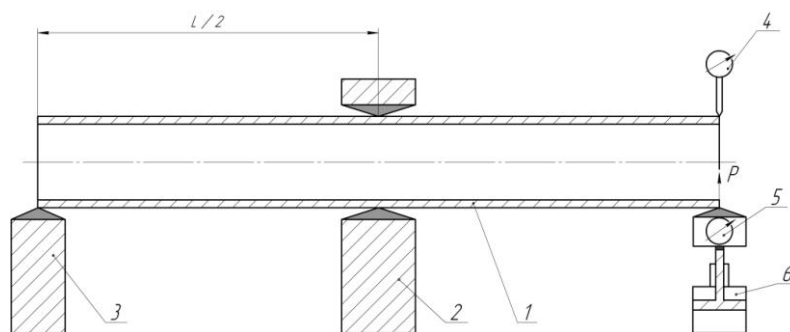


Рис. 2. Принципова схема тарувального стенда корпусу пристрою

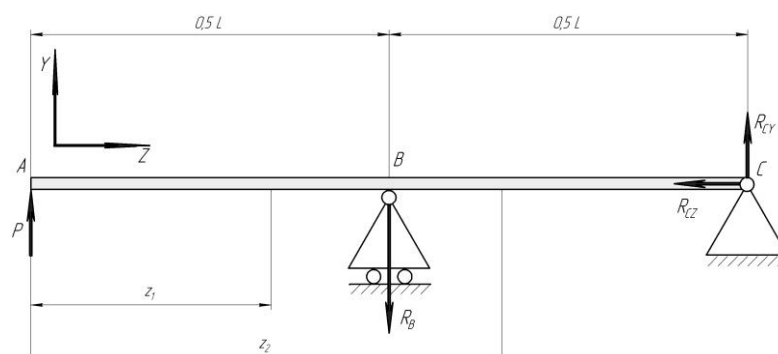


Рис. 3. Схема навантаження корпусу пристрою

Для аналітичного визначення прогину корпусу пристрою, розроблено математичну модель з реалізацією методом диференціальних рівнянь, (рис. 3). Для розробленої характерні моделі такі рівняння:

диференціальні пружної осі пристрою (зліва-направо)

$$\frac{d^2 y_1(z_1)}{dz_1^2} \cdot EI_{пп} = -P \cdot z_1, \quad (1)$$

$$\frac{d^2 y_2(z_2)}{dz_2^2} \cdot EI_{\text{пр}} = -P \cdot z_2 + 2 \cdot P \cdot (z_2 - 0,5l), \quad (2)$$

де  $EI_{\text{пр}}$ ,  $l$  – жорсткість на згин корпусу пристрою [1] і його довжина,  $z_i$  – поточні координати прогинів пружної осі пристрою

$$y_1(z_1) = -\frac{0.166 \cdot P \cdot z_1^3}{EI_{\text{пр}}} + C_1 \cdot z_1 + C_2, \quad (3)$$

де  $C_i$  – сталі інтегрування.

$$y_2(z_2) = -\frac{P \cdot (-0.166 \cdot z_2^3 + 0,5 \cdot l \cdot z_2^2)}{EI_{\text{пр}}} + C_3 \cdot z_2 + C_4, \quad (4)$$

кутів повороту осі пристрою

$$y_1'(z_1) = -\frac{0.5 \cdot P \cdot z_1^2}{EI_{\text{пр}}} + C_1, \quad (5)$$

$$y_2'(z_2) = -\frac{P \cdot (-0.5 \cdot z_2^2 + l \cdot z_2)}{EI_{\text{пр}}} + C_3, \quad (6)$$

Граничні умови, які описують наведену аналітичну модель: при  $z_1=0$   $y_1(0) = h_{\text{пр}}$ ; при  $z_1=l_1$  і

$z_2=0$ :  $y_1(l_1) = y_2(0) = 0$ ,  $y_1'(l_1) = y_2'(0)$ ; при  $z_2=l_2$   $y_2(l_2) = 0$ .

Згідно з цими умовами отримуємо систему рівнянь

$$\left. \begin{array}{l} y_1(0) = h_{\text{пр}} \\ y_1(l_1) = 0 \\ y_2(0) = 0 \\ y_1'(l_1) = y_2'(0) \\ y_2(l_2) = 0 \end{array} \right\}, \quad (7)$$

За формулами (7) розраховують прогин торця корпусу  $h_{\text{пр}}$  та сталі інтегрування  $C_i$ . За експериментальними та розрахунковими параметрами, згідно з (7), було отримано залежність  $P(h_{\text{пр}})$ , (рис. 4).

Промислові дослідження під час буріння здійснюються у такій послідовності:

– При поточній заміні долота пристрій зараховують до складу БК.

– Після завершення довбання долотом у БК закидають металеву кульку.

– За ГВ виставляють необхідне осьове навантаження на долото.

– Вмикають буровий насос і стежать за показами манометра.

– Стрибок тиску на манометрі засвідчить спрацювання пристрою і фіксування величини прогину пристрою на спеціальній металевій пластині.

– Піднімають бурильну колону, від'єднують від неї пристрій і розкомплектовують його для розшифрування записів.

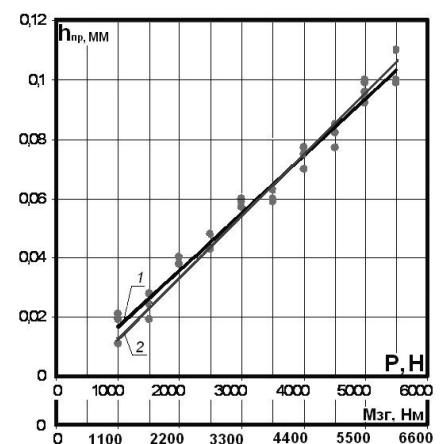


Рис. 4. Тарувальні криві корпусу пристрою 1 – розрахункова, 2 – експериментальна криві

– Залежно від позиції пристрою у стовбурі свердловини можливі різні варіанти розміщення самописців у площині згину: (рис. 5а) відображає одну лінію, (рис. 5б, в) – дві.

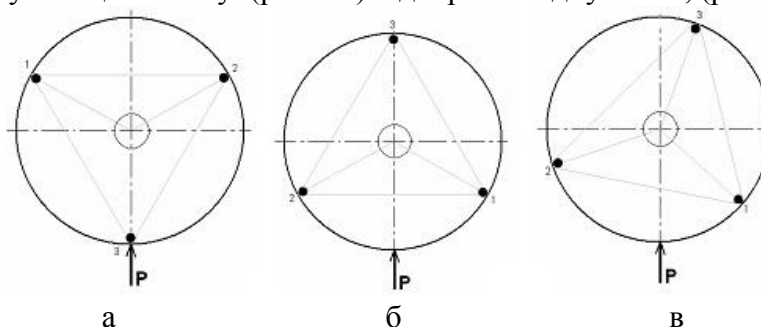


Рис. 5. Схема розташування самописців відносно площини згину: 1, 2, 3 – точки запису

– У разі отримання в результаті вимірювання лише однієї лінії (рис. 5а) прогин пристрою визначатиметься за масштабованими значенням відстані між нульовою і отриманою позначками на пластині.

– Аналогічно в разі отримання двох кривих на фіксуєчій пластині, для визначення впрогину пристрою та кута  $\delta$ , згідно з рис. 6, використовують систему рівнянь

$$\begin{cases} A_1 N = h_1 = A_2 A_1 \sin(\alpha_1) = h_{np} \cos(\delta) \\ B_1 M = h_2 = B_2 B_1 \sin(\alpha_2) = h_{np} \sin(\delta - 30^\circ) \end{cases} \quad (8)$$

де  $B_1 M, A_1 N$  – максимальні значення прогинів за результатами вимірювання.

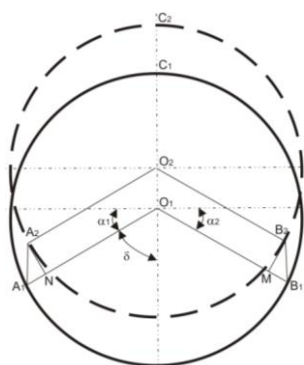


Рис. 6. Розрахункова схема визначення максимального прогину пристрою в умовах експерименту

– Згідно з графіком на рис. 4 за значеннями прогину  $h_{np}$  визначають згинальний момент в січenni Б-Б, (р. 1) і перераховують компонентування за відповідними математичними моделями. У результаті, отримують реальні значення параметрів, що відображають взаємодію елементів КНБК з стінкою та вибоєм свердловини (відхилену та осьову сили на долоті, реакцію на ОЦЕ).

При визначенні реальних відхиляючого та осьового зусиль на долоті для безопорних КНБК (рис. 7) запропоновані їх загальна та розрахункова схеми (відповідно рис. 7а, б).

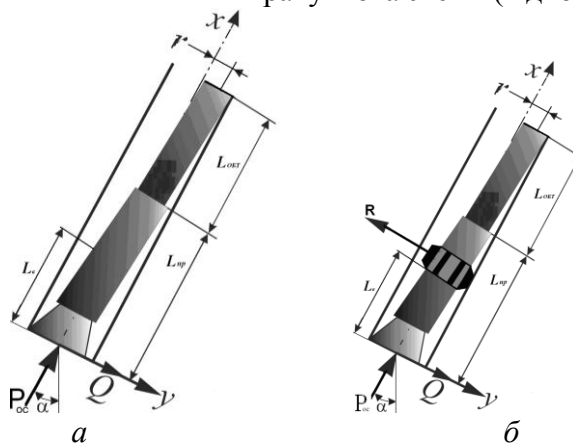


Рис. 7. Розрахункові схеми неорієнтованої (а) та одноопорної (б) КНБК із пристроєм [1] у стовбурі свердловини

Згідно з цими схемами, компоновка складається з пристрою та ОБТ з різними значеннями жорсткості на згин, ваги та геометричних розмірів і вважається, що стінки свердловини не деформуються, згин БК відбувається в одній площині, вплив відцентрових і інерційних сил не враховується.

Якщо діаметр стовбура свердловини збільшений через каверність і радіальний зазор  $r$  невідомий, для його визначення доцільно використати систему рівнянь (7) з урахуванням додаткового рівняння рівності згинальних моментів, а саме:

$$\left. \begin{array}{l} x_1 = L_{np} \\ x_2 = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow EI_{np} y_1''(L_{np}) = EI_{обт} y_2''(0), \quad (9)$$

Згинальний момент в одноопорній КНБК вимірюють за допомогою пересувного ОЦЕ [3], який встановлюють над сприймаючими циліндрами корпусу або під ними.

З використанням запропонованого пристрою [1] розширюються технологічні можливості КНБК, зокрема:

- визначають умови роботи долота та КНБК;
- уточнюють осьове навантаження на долото;
- вдосконалюють конструкцію неорієнтованих КНБК;
- визначають реальну довжину стиснутої та розтягнутої частин БК;
- уточнюють сили тертя між БК та стовбуром свердловини.

Дослідно-промислове випробування розробленого пристрою виконували на свердловині Микитинецька № 1 ЗАТ «Газінвест» в інтервалі буріння під кондуктор на глибині буріння 274 м.

Розроблений пристрій було зараховано до складу КНБК: долото діаметром 295,3 мм, ОБТ32-178 – 6 м; експериментальний пристрій – 1,4 м; ОБТ32-178. Під час випробування зенітний кут стовбура свердловини становив  $5^\circ$ , густина бурового розчину –  $1220 \text{ кг/м}^3$ ,  $P_{oc}=100 \text{ кН}$  (за ГІВ).

Після експерименту пристрій підняли з вибою, розкомплектували і здійснили інтерпретацію зафіксованих на пластинах записів у вигляді двох ліній, відкреслених на віддалях від нульового рівня 0,5 і 1 мм. Після цього, з використанням (8) обчислили усереднений уявний прогин приладу – 1,5 мм і його дійсне значення – 0,09 мм.

Згідно з тарувальним графіком (рис. 4), за значенням прогину встановили, згинальний момент 4850 Нм. З використанням системи (7) за згинальним моментом перерахували осьове навантаження і відхильне зусилля на долоті [4; 5].

У результаті розрахунку отримано дійсні значення шуканих величин, у КНБК, що складена з ОБТ32-178, ( $P_{oc}=76,4 \text{ кН}$ ,  $Q=692 \text{ Н}$ ), які на етапі проектування прийняті з значеннями 100 кН та 624 Н відповідно.

### Висновки

1. Розроблений пристрій [1] є простим і надійним технічним засобом, що забезпечує уточнення осьового навантаження на долото, реакції на ОЦЕ і енергозатрат на формування.
2. Використання пристрою дає змогу корегувати не лише осьового навантаження на долото, а й конструктивні параметри КНБК.
3. Застосування пристрою під час буріння свердловини забезпечить інформативність про енергію, яка доходить до долота з боку осьового навантаження на нього, що дає змогу звести до мінімуму енергетичні затрати процесу буріння.

### Література

1. Пат. 20126 А України, МПК7 E21 B19/00 G01 L1/00. 2007 Пристрій для вимірювання зусиль в колоні бурильних труб/ Івасів В. М., Василів М. В., Артим В.І., Козлов А. А., Чудик І. І., Юрич А. Р. – Опубл. 15. 01. 2007. – Бюл. №1.
2. Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгузин, Н. Х. Шаммасов, В. Н. Сорокин // Работа бурильной колонны в скважине. М.: Недра. – 1973. – 216 с.

3. Патент Україна 50920 А, МПК Е21В10/26. Опорно-центруючий пристрій / Є. І. Крижанівський, І. В. Воевідко, Т. Р. Шандровський, І. І. Чудик – Опубл. 15. 11. 2002, Бюл. №11.
4. І. І. Чудик, А. Р. Юрич, А. А. Козлов. Врахування каверно- і жолобоутворень при проектуванні неорієнтованих КНБК // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 2 (23). – С. 45–50.
5. Моделювання компоновок низу бурильної колони з опорно-центруючими елементами (ОЦЕ) в похило-скерованому стовбурі свердловини / А. Р. Юрич, І. І. Чудик, В. В. Гриців, [та ін]// Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2008. – №2 (27). – С.51–55.

Надійшла 31.05.10

УДК 622. 244.4

**Л. І. Романишин**, канд. техн. наук, **Т. Л. Романишин**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна*

### **РОЗРОБЛЕННЯ ПРИСТРОЇВ НА ПОСТІЙНИХ МАГНІТАХ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ВИБОЇВ СВЕРДЛОВИН ВІД МЕТАЛУ ПРИ БУРІННІ**

*The factors which influence power and magnetic characteristics of magnetic systems are in the focus of attention. The given results of theoretical and experimental research has become the basis for streamline system construction of magnetic tools for bottom hole cleaning on the base of highly powered magnets.*

Забезпечення високих темпів розвитку нафтової та газової галузей промисловості залежить насамперед від прискорення технічного переозброєння, подальшого вдосконалення технології і організації бурових робіт та вжиття профілактичних заходів, спрямованих на попередження аварій при бурінні.

З аналізу багатьох досліджень щодо стану вибою у процесі буріння випливає, що на вибоях будь-яких свердловин наявний металевий скрап різного походження, маси та форми. Особливо багато металевого скрапу залишається у свердловинах після аварійно-відновлювальних робіт. Встановлено, що за рекомендованої швидкості висхідного потоку промивальної рідини густиною  $1160 \text{ кг/м}^3$  у свердловині забезпечується очищення вибою від металевих частинок густиною  $7850 \text{ кг/м}^3$  та умовного діаметра до 2 мм. Частинки більшого розміру та густини (твердий сплав) за існуючої системи промивання не виносяться потоком промивальної рідини на поверхню, а супроводжують процес руйнування породи і є однією з причин виходу з ладу породоруйнівного інструменту [1].

Одним із важливих чинників підвищення техніко-економічних показників поглиблення свердловини і зниження аварійності є систематичне очищення вибою свердловини від металевих предметів (частинок), що залишаються у свердловинах після аварій та бурінні. Успіх таких профілактичних робіт залежить від правильно вибраного для цього інструменту, його конструктивних особливостей та надійності.

Для очищення вибою свердловин від металу розроблено кілька ловильних інструментів, всі вони передбачають необхідність додаткової спуско-підіймальної операції. Не існує пристроїв для періодичного очищення свердловин від металу, крім шламометалоуловлювачів, які можна включати в компоновку бурильної колони при бурінні чи фрезеруванні, та й ті малоефективні при вилученні металевих частинок.

З метою задоволення потреб бурових організацій у вискоелективних засобах очищення свердловин від металу потрібно створити пристрої на постійних магнітах, здатні забезпечувати якісне очищення вибою свердловини від металу з мінімальними витратами часу