

УДК 622.243.23

ВИЗНАЧЕННЯ КУТА ЗАКРУЧУВАННЯ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПРИ КОРИГУВАННІ ПРОФІЛЮ СВЕРДЛОВИНИ

¹В.М.Івасів, ²М.М.Яворський, ¹І.І.Чудик, ¹Р.В.Рачкевич

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002, e-mail: ndidgt@ifdtung.if.ua

²БУ "Укрбургаз", 63300, Харківська обл., м. Красноград, вул. Полтавська, 86, тел. (05744) 74668

Рассматривается способ расчета угла закручивания буровой колонны в стволе наклонной скважины любого типа профиля. При расчете учитывается взаимодействие буровой колонны со стенками скважины на участке набора или спада зенитного угла. Для наглядности приведен пример расчета угла закручивания буровой колонны для горизонтальной скважины.

The method of calculation of the turning angle of the boring column in the tube of lopsided well of any kind of the profile is examining. At the calculation it is taking to the consideration the interaction of boring column with the walls of the well at the section of increasing or decreasing of zenithal angel. It is an example for the calculation of the turning angle of the boring column for a horizontal well.

Дотримання параметрів проектної траєкторії при бурінні похило-скерованих свердловин пов'язане з корегуванням їх профілю. Метою даної технологічної операції є орієнтування відхиляючої компоновки для буріння в заданому напрямку. Розглянемо суть процесу. За допомогою ротора обертають бурильну колону на певний кут, орієнтуючи відхиляючу компоновку у потрібному напрямку. Проте тертя бурильних труб зі стінками свердловини та пружність колони спричиняють відмінність між кутами переміщенням ротора та КНБК, тобто відбувається закручування колони бурильних труб. Тому на практиці виникає необхідність в обчисленні різниці між ними, оскільки кут повороту ротора при корегуванні профілю складається з суми кута, на який необхідно повернути КНБК, та кута закручування трубної колони.

Можливі варіанти цілісного або часткового вирішення даної задачі запропоновані відповідно в роботах [1, 2]. Автори [1] приводять методику визначення кута закручування бурильної колони, розміщеної у прямолинійному стовбурі свердловини. В роботі [2] розглянуто зусилля притискання БК до стінок свердловини в криволінійній ділянці стовбура, що є основним чинником, який впливає на закручування труб. При цьому вважається, що труби доторкаються до стінок в трьох точках. Але в реальних умовах взаємодії БК зі стовбуром свердловини бувають випадки, коли труби повністю опираються на нижню стінку свердловини на певній довжині та зумовлюють великі сили тертя при її обертанні. Тому проведений аналіз досліджень свідчить про необхідність додаткового вивчення закручування бурильних труб з врахуванням наявності криволінійних ділянок стовбура свердловини. Наведемо один із можливих варіантів визначення кута закручування БК.

Обчислимо момент опору обертанню колони бурильних труб, які лежать на нижній стінці свердловини при наборі зенітного кута (рис. 1).

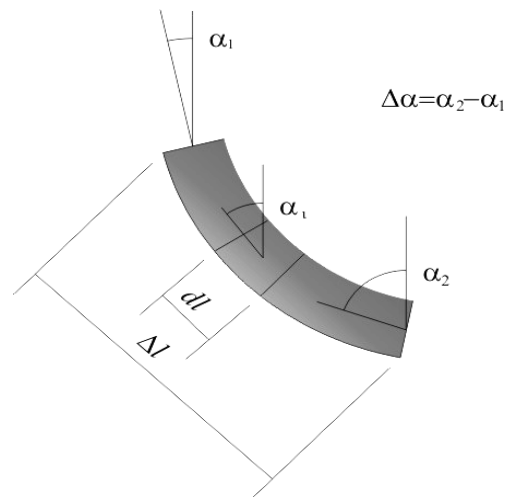


Рисунок 1 – Ділянка набору кривизни

Розіб'ємо її на нескінченну кількість відрізків довжиною dl , які вважатимемо прямолинійними з зенітним кутом $\alpha(l)$. Кожен з них створює елементарний момент опору обертанню колони, рівний

$$dM_{\text{опк}} = \mu r_k q_k dl \sin[\alpha(l)]. \quad (1)$$

Просумувавши моменти, отримані за (1), для всієї ділянки набору кривизни довжиною Δl , отримаємо

$$M_{\text{опк}} = \int_0^{\Delta l} \mu r_k q_k \sin[\alpha(l)] dl.$$

Вважаючи, що коефіцієнт тертя, радіус свердловини та вага одиниці довжини труб не залежать від змінної інтегрування, виносимо їх за знак інтеграла. Зміна зенітного кута кожного відрізка є функцією, що залежить від довжини ділянки набору кривизни і рівний

$$\alpha(l) = \frac{\Delta\alpha}{\Delta l} l, \quad 0 \leq l \leq \Delta l,$$

де $\Delta\alpha$ – величина зміни зенітного кута (в градусах) на інтервалі буріння Δl (м).

З врахуванням вищенаведеного, отримуємо рівність для визначення величини моменту опору обертанню БК в криволінійній ділянці свердловини

$$M_{ОПк} = M_{0k} + \mu r_k q_k \int_0^{\Delta l} \sin\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta l} \cdot l\right) dl,$$

або, обчисливши інтеграл,

$$M_{ОПк} = M_{0k} - \mu r_k q_k \frac{\cos(\Delta\alpha) - 1}{\frac{\Delta\alpha}{\Delta l} \frac{\pi}{180}}. \quad (2)$$

Визначимо момент опору обертанню БК на прямолінійних ділянках свердловини з довільним зенітним кутом. Для цього розглянемо конструкцію БК в свердловині з характерними ділянками згідно з рисунком 2:

- I) прямолінійна вертикальна ділянка;
- II) криволінійна ділянка, або ділянка набору кривизни;
- III) прямолінійна нахилена ділянка;
- IV) прямолінійна горизонтальна ділянка.

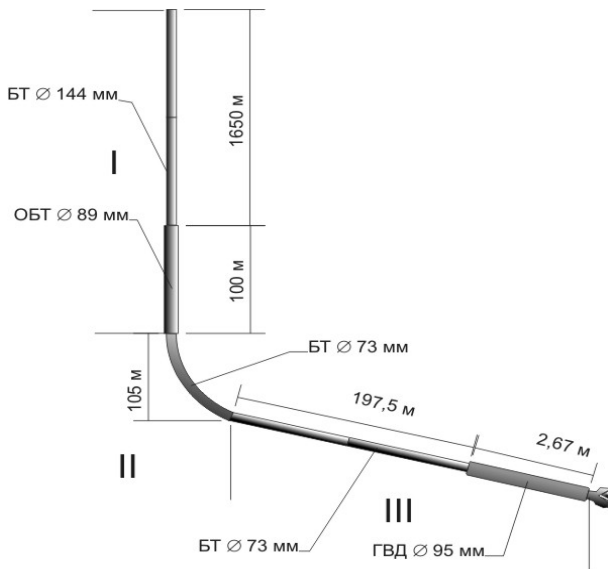


Рисунок 2 – Конструкція бурильної колони

Кут закручування першої секції бурильних труб, починаючи від устя свердловини, згідно з [1] буде рівним

$$\Theta_1 = \int_0^{l_1} \left[\frac{M_{КР} - \frac{M_{ОП1} x}{l_1}}{G_1 I_{01}} \right] dx.$$

Для другої секції відповідно

$$\Theta_2 = \int_0^{l_2} \left[\frac{M_{КР} - \left(M_{ОП1} + \frac{M_{ОП2} x}{l_2} \right)}{G_2 I_{02}} \right] dx.$$

Кут закручування k-ї секції бурильних труб рівний

$$\Theta_k = \int_0^{l_k} \left[M_{КР} - \left(M_{ОП1} + M_{ОП2} + \dots + M_{ОП(k-1)} + \frac{M_{ОПk} x}{l_k} \right) \right] \cdot (G_k I_{0k})^{-1} dx.$$

Кут закручування низу бурильної колони

$$\Theta_{КНБК} = \int_0^{l_{КНБК}} \left[M_{КР} - \left(M_{ОП1} + M_{ОП2} + \dots + M_{ОПk} + \frac{M_{ОПКНБК} x}{l_{КНБК}} \right) \right] \cdot (G_{КНБК} I_{0КНБК})^{-1} dx.$$

де: k – секції бурильних труб;
 $l_1, l_2, \dots, l_k, l_{КНБК}$ – довжини відповідних секцій бурильних труб та КНБК;

$M_{КР}$ – обертовий момент на роторі, необхідний для подолання сил опору обертанню колони бурильних труб в свердловині при повному її розтягу;

$M_{ОП1}, M_{ОП2}, \dots, M_{ОП(k-1)}, M_{ОПk}, M_{ОПКНБК}$ – моменти опору обертанню, що виникають внаслідок тертя БК зі стінками свердловини у в'язкому середовищі;

$G_1 I_{01}, G_2 I_{02}, \dots, G_k I_{0k}, G_{КНБК} I_{0КНБК}$ – жорсткості на кручення кожної секції бурильних труб та КНБК.

Фактичний кут закручування бурильної колони знаходимо згідно з виразом

$$\Theta = \Theta_1 + \Theta_2 + \dots + \Theta_k + \Theta_{КНБК}.$$

Обертовий момент $M_{КР}$ обчислимо за формулою

$$M_{КР} = M_{ОП1} + M_{ОП2} + M_{ОП3} + \dots + M_{ОПk}$$

Моменти опору будь-якої секції труб при обертанні БК у ділянках I), III), IV) $M_{ОП1}, M_{ОП2}, \dots, M_{ОП(k-1)}, M_{ОПk}, M_{ОПКНБК}$ знаходимо таким чином [1]:

$$M_{ОПк} = M_{0k} + \mu_k q_k l_k r_k \sin \alpha_k, \quad (3)$$

де: μ_k – коефіцієнт тертя труб зі стінками свердловини [3];

q_k – вага одиниці довжини труб чи компоновки;

r_k – радіус секції труб чи компоновки;

α_k – зенітний кут стовбура свердловини на ділянці розташування БК, яка розглядається;

M_{0k} – момент опору обертанню БК, що враховує вплив бурового розчину. Згідно з [4] наближене значення M_{0k} можна визначити за такою формулою:

$$M_{0k} = 2\pi r_k^2 l_k \tau,$$

де τ – динамічне напруження зсуву бурового розчину.

При розрахунку кута закручування у вертикальній ділянці стовбура свердловини сили тертя труб зі стінками не враховуються. Це пов'язано з відсутністю утворення напівхвиль БК при коригуванні параметрів проектного профілю свердловини за рахунок того, що тру-

би при виконанні такої операції знаходяться в розтягнутому стані.

За допомогою запропонованого підходу можна обчислити кут закручування будь-якого елемента бурильної колони залежно від її конструкції, типу профілю свердловини, параметрів бурового розчину та величини кута повороту ротора. Всі аналітичні перетворення та розрахунки розглянутого методу можна проводити на ЕОМ з використанням математичного пакета Mathcad або Maple 7, що забезпечує високу точність.

Для прикладу проведемо розрахунок мінімального кута повороту ротора, який спричинить початок обертання БК в місці установки долота. На рисунку 2 схематично зображено конструкцію БК, що використовується при бурінні свердловини на момент розрахунку. Свердловина заповнена буровим розчином з динамічним напруженням зсуву, рівним 0,15 Па. Профіль частково відтворює фактичну траєкторію стовбура свердловини "Штормова-1", і складається з таких ділянок:

I) вертикальна прямолінійна ділянка з zenітним кутом 0° ;

II) ділянка набору кривизни (зростання zenітного кута від 0 до 85°);

III) нахилена прямолінійна ділянка з zenітним кутом 85° .

В результаті розрахунку за запропонованим підходом кут закручування бурильної колони становить $60,88^{\circ}$. Подальше обертання ротора призведе до обертання долота на таку ж величину, що є важливим при встановленні від-

хилюючих пристроїв, призначених для корегування параметрів проектного профілю свердловини в заданому напрямі.

Таким чином запропоновано метод обчислення кута закручування бурильної колони при коригуванні профілів похило-скерованих та горизонтальних свердловин. При розробленні математичної моделі враховується додатковий момент опору обертанню в'язкого середовища, зміна сили тертя БК зі стінками криволінійного стовбура свердловини за умови, що бурильні труби контактують із нижньою стінкою свердловини по всій довжині.

Література

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под. ред. А.Г.Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.: ил.
2. Малько Б.Д., Лігоцький М.В., Прозур О.В. Характеристика сил опору при переміщенні труб у свердловині // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2003. – №1(6). – С. 125-128.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн. РД 39-0147014-502-85.
4. Мислюк М.А. та ін. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. / М.А.Мислюк, І.Й.Рибчич, Р.С.Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. ISBN 966-501-032-8. Т.2.: Промивання свердловин. Відробка доліт. – 303 с.: іл. – Бібліогр.: 298. – ISBN 966-501-034-4.

УДК 553.981/982 (477,8)

ПРИЧИНИ ПРОПУЩЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ В ГЛИНИСТІЙ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ І ЗАХОДИ ДЛЯ ЇХ ЗАПОБІГАННЯ

А.В.Локтєв

Стрийське відділення бурових робіт БУ "Укрбургаз", 84000, Львівська обл., м. Стрий, п/с 18, тел. (03245) 58326, e-mail: loktyv@ukr.net

Рассмотрены вопросы причин пропуска газоносных горизонтов в неогеновых отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Произведено разделение причин на 3 группы – геологические, геофизические и технические. Указаны основные направления и мероприятия повышения эффективности геологоразведочных работ на газ в регионе.

The problems of reasons the passing of the gas-bearing horizons in Neogene deposits of External zone of Subcarpathian trough are considered in the article. It was executed the division of the reasons into 3 groups - geological, geophysical and technical. There were proposal the basic directions and actions for the increasing of prospecting works efficiency in the region.

За останні 30 років пошуків і розвідки нафтових і газових родовищ в глинистих товщах в різних регіонах світу суттєво змінилося уявлення про перспективи нафтогазоносності глинистих порід. Всупереч загальноприйнятим думкам про те, що глини і аргіліти є покришками, на даний час у багатьох нафтогазоносних регіонах відкриті промислові поклади вуг-

леводнів саме в глинах і аргілітах. Як приклад можна вказати на встановлені значні запаси газоконденсату і нафти в аргілітовій товщі баженівської світи юри Середнього Приоб'я Росії; поклади газу в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; в майкопських глинах скіфської плити; у піщано-глинистих товщах олігоцену нафтогазоносного