

**О. Л. ШУДРИК, Н. Г. ШЕВЧЕНКО, К. С. РЕЗВА, М. В. ПЕТРУНЯК, В. О. БОВКУН**

## **АНАЛІЗ ТЕЧІЇ В ШАРОШКОВОМУ ДОЛОТІ ПРИ БУРІННІ З ВИКОРИСТАННЯМ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ НА ВОДНІЙ ТА ВУГЛЕВОДНЕВІЙ ОСНОВІ**

Буріння є основним видом збільшення кількості видобування вуглеводнів. В якості породоруйнівного інструменту при бурінні використовуються долота різних типів. При бурінні будь-яких свердловин на нафту та газ в якості робочої рідини використовуються бурові розчини. Течія даних типів рідин відрізняється від течії води, яка є нестисливим середовищем. Метою даної роботи є дослідження течії ньютонівської рідини води та двох типів бурових розчинів на водній основі, що описується степеневною моделлю неньютонівської рідини та на вуглеводневій основі – рідини типу Гершеля-Балклі. В роботі виконано побудову геометричної моделі шарошкового долота, побудовано розрахункову неструктуровану сітку об'єму рідини, що заповнює внутрішню область долота та задолотного простору. Проведено розрахунки тривимірної течії води, бурових розчинів на водній та вуглеводневих основах з допомогою відкритої платформи *OpenFOAM*. Виявлено, що під час течії рідин, що описуються неньютонівськими моделями, змінюється кінематична в'язкість рідини в залежності від швидкостей та напруг зсуву. Ще одним важливим фактором використання неньютонівських рідин при бурінні свердловин є зменшення гідравлічних втрат під час їх течії. Це досягається за рахунок наявності певної структури рідини, ненульових значень напруг зсуву, змашуючих властивостей навіть при їх в'язкості, що в десятки разів перевищує в'язкість води. Представлено візуалізацію течії трьох типів рідин ньютонівської, неньютонівської степеневної та неньютонівської типу Гершеля-Балклі. Саме використання неньютонівських рідин дає зменшити вихорутворення і, як наслідок, також впливає на величину гідравлічних втрат в сторону їх зменшення.

**Ключові слова:** долото шарошкове, буровий розчин, вуглеводні, реологічні параметри, кінематичні параметри, в'язкість, розрахункова сітка, турбулентність.

**O. SHUDRYK, N. SHEVCHENKO, K. REZVAYA, M. PETRUNIAK, V. BOVKUN**

## **FLOW ANALYSIS IN A ROLLER DRILL BIT DURING DRILLING USING WATER-BASED AND HYDROCARBON-BASED MUD**

Drilling is the main type of increase in hydrocarbon production. Bits of various types are used as a rock-destroying tool during drilling. When drilling any wells for oil and gas, drilling fluids are used as a working fluid. The flow of these types of liquids differs from the flow of water, which is an incompressible medium. The purpose of this work is to study the flow of the Newtonian fluid of water and two types of water-based drilling fluids, which is described by the power-law model of a non-Newtonian fluid and the hydrocarbon-based fluid of the Herschel-Bulkley type. In the work, the construction of the geometric model of the square bit was carried out, and the estimated unstructured grid of the liquid volume filling the internal area of the bit and the space behind the bit was constructed. Calculations of the three-dimensional flow of water, drilling fluids on water and hydrocarbon bases were carried out using the open platform *OpenFOAM*. It was found that during the flow of liquids described by non-Newtonian models, the kinematic viscosity of the liquid changes depending on the velocities and shear stresses. Another important factor in the use of non-Newtonian fluids when drilling wells is the reduction of hydraulic losses during their flow. This is achieved due to the presence of a certain structure of the liquid, non-zero values of shear stresses, lubricating properties even with their viscosity, which is ten times higher than the viscosity of water. Visualization of the flow of three types of fluids: Newtonian, non-Newtonian power-law and non-Newtonian Herschel-Bulkley type is presented. The use of non-Newtonian fluids makes it possible to reduce the formation of vortices and, as a result, also affects the amount of hydraulic losses in the direction of their reduction.

**Keywords:** drill bit, mud, hydrocarbons, rheological parameters, kinematic parameters, viscosity, calculation grid, turbulence.

**Вступ.** Більшість нафтогазових родовищ України є виснаженими з низькими пластовими тисками та знаходяться на завершальній стадії розробки. Одним зі способів збільшення видобутку нафти і газу є буріння нових свердловин або додаткових стволів існуючих свердловин.

Основними породоруйнівними інструментами в складі компоновки низу бурильної колони є долота, які бувають основних двох типів: шарошкові та PDC (Polycrystalline Diamond Composite). У роботі [1] теоретично і експериментально обґрунтовано розроблені структури єдиної інформаційної системи підтримки процесів проєктування, підготовки виробництва і виготовлення тришарошкових бурових доліт.

Сучасні способи буріння, як правило, супроводжуються безперервним промиванням стовбура свердловини. Достатність знань про процеси, що відбуваються при течії бурового розчину в процесі промивки дозволяють визначати гідродинамічні закономірності та чітко ставити завдання при конструюванні гідравлічного обладнання. При цьому

визначаються схеми промивки та геометричні форми промивних вузлів, що підвищує ефективність процесу очищення вибою та буріння загалом.

В якості робочого середовища при бурінні свердловин виступають бурові розчини – неньютонівські рідини. Вони різняться за своїм хімічним складом, а це, у свою чергу, впливає на реологію бурових розчинів, моделі, які описують рідини даного типу. Бурові розчини, що використовуються при бурінні свердловин в нашій країні, бувають наступних типів: глинисті нестабілізовані, глинисті полімерні стабілізовані, полімерні мінералізовані і розчини на вуглеводневій основі, в якості основного середовища в яких виступає дизельне паливо, олива чи нафта з об'ємною часткою до 90–95 %.

Бурові розчини виконують наступні основні функції:

- 1) Якісне очищення стовбуру від вибуреної породи.
- 2) Можливість утримання часток породи у зваженому стані при відсутності циркуляції.

3) Створення надійної малопроникної кірки на стінках свердловини.

4) Охолодження долота та елементів компоновок низу бурильної колони.

5) Приведення в дію вибійних двигунів.

6) Створення протитиску на пласти з метою недопущення нафто-, газо- та водопроявлень.

Оскільки очищення вибою від твердих частинок тісно пов'язана з конструкцією свердловини та долота, точний прогноз гідравліки долота, особливо швидкості потоку на виході із сопла долота та відповідної швидкості в кільцевих просторах, дуже важливий для оцінки параметрів буріння та долота.

**Аналіз останніх досліджень.** Розробкою систем бурових розчинів на водній та вуглеводневих основах, їх реологічними характеристикам в нашій країні присвячені роботи В. П. Онищенка, С. В. Лубана, І. І. Полетучого, М. І. Орінчака, І. Ф. Чудика, Ru Liu та ін. [2–5]. Але в даних роботах автори розглядають в більшій мірі технологічні параметри, не приділяючи значну увагу гідравлічним характеристикам та картинам течії бурових розчинів.

Бурові розчини представляють собою неньютонівські рідини через необхідність мати ненульові значення динамічної напруги зсуву та забезпечення необхідної величини статичної напруги зсуву, що в свою чергу, дає можливість утримувати частки вибуреної породи у зваженому стані при відсутності циркуляції.

Як відомо, більшість типів бурових розчинів описуються наступними моделями неньютонівських рідин: Бінгама, степенева та Гершеля-Балклі або ж модифікована степенева модель [6; 7], що описуються наступними рівняннями:

1) Модель Бінгама:

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}.$$

2) Степенева модель:

$$\tau = k\dot{\gamma}^n.$$

3) Модель Гершеля-Балклі:

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n.$$

де  $\tau$  – напруга зсуву;

$\tau_0$  – початкова напруга зсуву (границя текучості);

$k$  – показник консистенції;

$\dot{\gamma}$  – швидкість зсуву;

$n$  – показник степені середовища.

У роботах [8; 9] представлені результати лабораторних та промислових досліджень біополімерної системи для проведення похилих та горизонтальних стволів глибоких нафтогазових свердловин. Реологія розчинів описана статичною (Power-law) та бінгамівською (Bingham) моделями.

У роботах [10–13] надано результати CFD-моделювання поведінки потоку навколо бурового долота: вплив бурових розчинів на ефективність буріння, охолодження долота та транспортування шлама у кільцевому просторі свердловини.

У цьому дослідженні було проведено гідродинамічне моделювання CFD внутрішнього потоку бурового долота з метою оцінки впливу неньютонівської поведінки бурового розчину на енергетичні характеристики.

**Мета.** Метою роботи є дослідження структури течії та характеристик бурових розчинів на водній та вуглеводневій основі через породоруйнівний інструмент – шарошкове долото з одним прохідним отвором.

**Постановка задачі.** Шарошкове долото – це породоруйнівний інструмент для буріння свердловин на воду у м'яких абразивних породах – рис. 1.

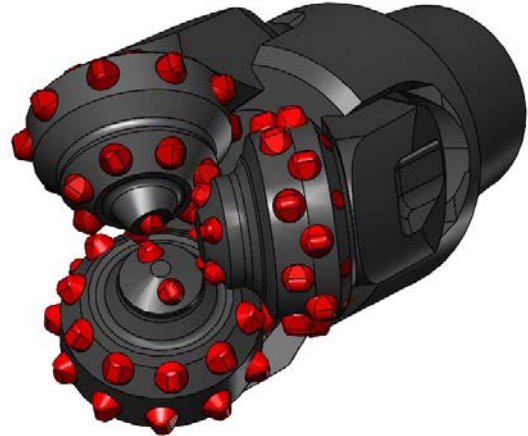


Рис. 1. Долото шарошкове

Досліджувана область представляє собою твердотільну модель рідини, що заповнює внутрішню порожнину долота та, що знаходиться в задолотному просторі.

При тривимірному моделюванні течії в долоті використовується система рівнянь нерозривності та Нав'є-Стокса, осереднених за Рейнольдсом. Для замикання системи рівнянь використовуються різні моделі турбулентності. Найбільш доцільною при розрахунках течії неньютонівських рідин бурових розчинів є модель турбулентності Ментера SST [14–16].

Модель Ментера SST записується шляхом суперпозиції моделей  $k-\epsilon$  та  $k-\omega$ , заснованої на тому, що моделі типу  $k-\epsilon$  краще описують властивості вільних зсувних течій, в моделі  $k-\omega$  мають перевагу при моделюванні пристінних течій. Плавний перехід від  $k-\omega$  моделі в пристінній області до  $k-\epsilon$  моделі на відстані від твердих стінок забезпечується введенням вагової емпіричної функції  $F_1$ .

Другий важливий аспект моделі полягає у зміні стандартного зв'язку між  $k$ ,  $\omega$  та турбулентною в'язкістю. Модифікація цього зв'язку полягає у введенні переходу до формули Бредшоу в пристінній області. Згідно пропозиції Бредшоу напруження зсуву в приграничному шарі пропорційне енергії турбулентних пульсацій.

Для визначення початкових значень параметрів турбулентності – кінетичну енергію турбулентності, швидкість дисипації і питому швидкість дисипації. Розрахунок величин проводиться за наступними формулами.

Визначення кінетичної енергії турбулентності:

$$k = \frac{3}{2}(UI)^2,$$

де  $U$  – швидкість на вході;

$I$  – інтенсивність турбулентності (при розрахунку тривимірних течій в гідромашинах зазвичай приймають  $I = 0,05$ ).

Швидкість дисипації турбулентності:

$$\omega = \frac{\rho k}{\mu} \left( \frac{\mu_t}{\mu} \right)^{-1},$$

де  $\mu_t/\mu$  – відношення турбулентної в'язкості до динамічної. Варто відзначити, що на відміну від молекулярної в'язкості  $\mu$ , турбулентна в'язкість  $\mu_t$  не є властивістю рідини, а залежить від самої течії і для заданої течії може змінюватися від точки до точки.

Далі наведено рівняння моделі турбулентності SST.

Турбулентна в'язкість:

$$\nu_T = \frac{\alpha_1 k}{\max(\alpha_1 \omega, SF_2)}.$$

Кінетична енергія турбулентності:

$$\frac{\partial k}{\partial t} + U_j \frac{\partial k}{\partial x_j} = P_k - \beta^* k \omega + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ (\nu + \sigma_k \nu_T) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right].$$

Швидкість дисипації турбулентності:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega}{\partial t} + U_j \frac{\partial \omega}{\partial x_j} = & \alpha S^2 - \beta \omega^2 + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ (\nu + \sigma_\omega \nu_T) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] + \\ & + 2(1 - F_1) \sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_i} \frac{\partial \omega}{\partial x_i}. \end{aligned}$$

Коефіцієнти замикання і допоміжні співвідношення наведено у [17].

Для порівняння характеру течій води та бурових розчинів на водній та вуглеводневій основах, а також втрат тиску в розрахунковій області від входу в долото до границі в задолотному просторі на рівні входу.

Досліджувані середовища наступні:

- вода густиною  $1000 \text{ кг/м}^3$  – ньютонівська рідина;

- буровий розчин на водній основі густиною  $1220 \text{ кг/м}^3$  – неньютонівська рідина, що описується степеневою моделлю (застосовувався при бурінні на Ланнівському газоконденсатному родовищі);

- буровий розчин на вуглеводневій основі густиною  $1140 \text{ кг/м}^3$  – неньютонівська рідина, що описується моделлю Гершеля-Балклі (застосовувався при бурінні на Селюхівському газоконденсатному родовищі).

Реологія бурових розчинів наведена на рис. 2.

**Особливості чисельного моделювання.**

Моделювання проводилося у відкритому пакеті *OpenFOAM* [18] за допомогою солвера для

гомогенного нестисливого середовища *simpleFoam*. Валідація відкритої бібліотеки *OpenFOAM* для задач гідродинаміки проведено у роботах авторів [19; 20].

У програмному пакеті *OpenFOAM* при дискредитації математичної моделі використовується метод зважених нев'язань. Для перевірки збіжності ітераційного процесу необхідно задати значення середньоквадратичних нев'язок – нижче  $10^{-4}$ .

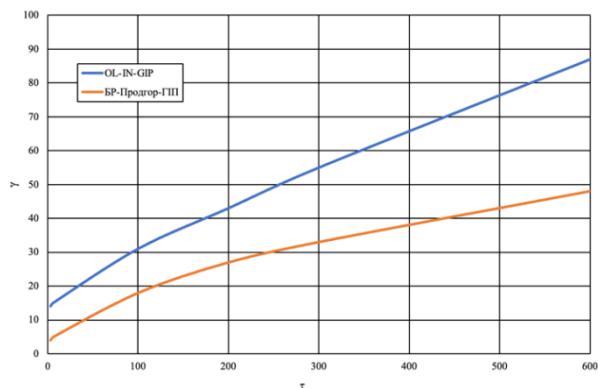


Рис. 2. Реологія бурових розчинів

В якості граничних умов приймалося наступне:

1) Частота обертання долота  $60 \text{ хв}^{-1}$  або  $6,283 \text{ рад/с}$ . В даному випадку використовується підхід MRF. Вхід, вихід, зовнішня та нижня стінки області визначені як такі, що не обертаються.

2) На вході вектор швидкості, що відповідає об'ємній витраті  $30 \text{ л/с}$ . Вектор входу в розрахункову область є перпендикулярним.

3) Вихід – границя зі значенням  $30390$ . В *OpenFOAM* всі рівняння без врахування густини. Тому, для визначення величини тиску розраховані значення тисків необхідно в подальшому домножати на густину досліджуваного середовища.

4) На стінках – умова прилипання, швидкість дорівнює 0.

В моделюванні не враховувалася модель кавітації та теплообмін.

При моделюванні течії рідини з використанням степеневої моделі та моделі Гершеля-Балклі в розрахунок додатково додаються наступні параметри, які визначалися за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення (ПЗ) *MudWare* [21]. Це програмне забезпечення MUDWARE від M-I SWACO є набір інженерних програм, пов'язаних з буровими розчинами та бурінням, що безкоштовно надається нафтовій промисловості.

1) Для степеневої моделі рідини параметри  $k$ ,  $n$ ,  $\nu_{\min}$ ,  $\nu_{\max}$  розраховані у ПЗ *MudWare*. Параметри  $\nu_{\min}$ ,  $\nu_{\max}$  визначені як в'язкість при максимальному та мінімальному значеннях швидкості зсуву – рис. 3.

2) Для моделі рідини Гершеля-Балклі параметри  $k$ ,  $n$ ,  $\nu_0$ ,  $\tau_0$  також розраховані у ПЗ *MudWare*. Параметр  $\nu_0$  визначено як в'язкість при мінімальній швидкості зсуву.

Варто зазначити, що в пакеті *OpenFOAM* величини  $k$ ,  $\nu_{\min}$ ,  $\nu_{\max}$ ,  $\nu_0$ ,  $\tau_0$  необхідно задавати, попередньо розділивши їх на густину рідини, що досліджується.

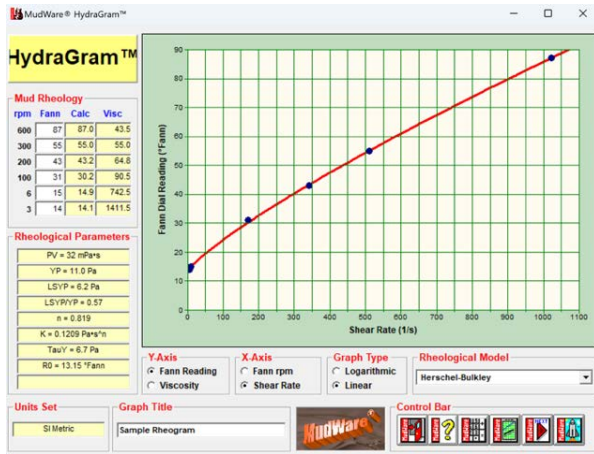


Рис. 3. Розрахунок реологічних параметрів бурового розчину на вуглеводневій основі для моделі Гершеля-Балклі

**Побудова твердотільної моделі рідини.** Загальна кількість осередків розрахункової області склала 3,27 млн, яка включає в себе 20 призматичних шарів для опису пристінного шару та забезпечення прийняттого значення  $y^+$  для обраної моделі турбулентності (рис. 4).

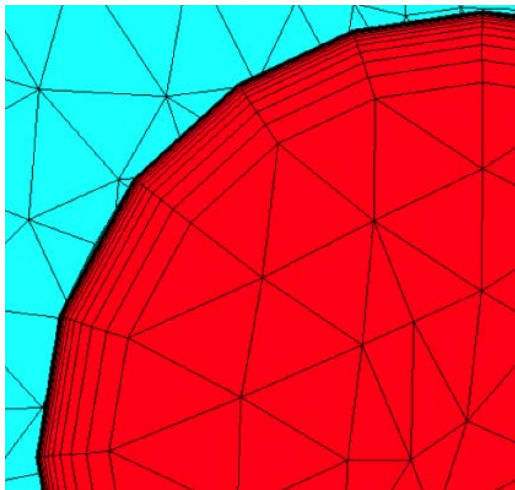


Рис. 4. Призматичні шари в пристінній області на вході в область, що досліджується

Через складність геометрії було побудовано неструктуровану розрахункову сітку з осередками у виді тетраедрів з локальним зменшенням осередків та згущенням сітки в області шарошок та каналу виходу з долота. Аналіз чутливості проведено шляхом порівняння результатів розрахунків на трьох сітках різного розміру. Якщо кількість осередків стає більшою за 3,2 млн, результати не відрізняються та не залежать від кількості елементів (рис. 5).

Одним із основних параметрів, що показує коректність побудови розрахункової сітки є безрозмірний параметр  $y^+$ . Його величина прямо залежить від розміру першого призматичного шару, що будується на стінках розрахункової області. В результаті розрахунку визначено величину даного параметру та наведено візуалізацію його розподілу по розрахунковій області. Визначено, що максимальна величина  $y^+ < 1$  (рис. 6).

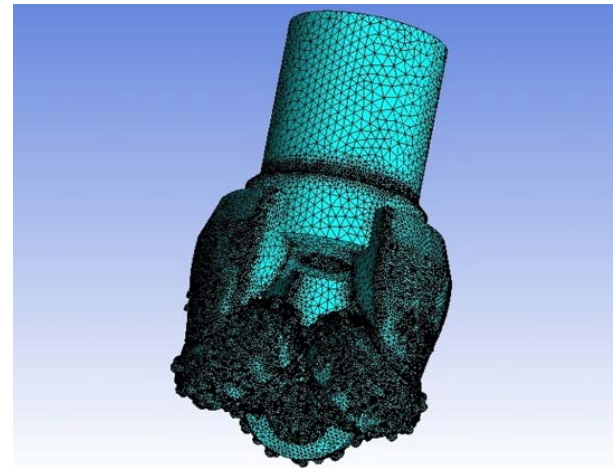


Рис. 5. Розрахункова неструктурована сітка на поверхні долота

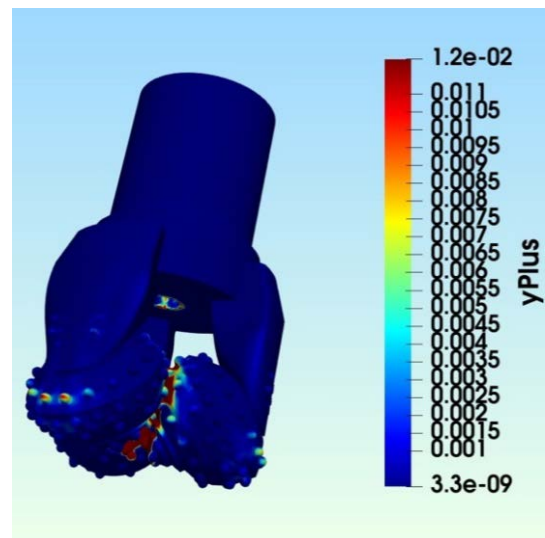


Рис. 6. Розподіл безрозмірного параметру  $y^+$  по розрахунковій області

**Результати дослідження.** Для перевірки коректності задання вектору швидкості та його значення після проведення розрахунку використано утиліту *flowRatePatch* в постпроцесорі. Розрахована витрата рідини через границю входу складає 0,0299 м<sup>3</sup>/с, що показує коректність задання граничних умов.

В результаті моделювання були отримані різні ці повних тисків на вході та виході з лінії – гідравлічні втрати (табл. 1) і профілі швидкості вздовж прохідного каналу долота.

Тиск, що необхідно створити для подолання гідравлічних втрат через долото (сумою статичної та динамічної складових) між входом та виходом:

$$\Delta P = P_{\text{вх}} - P_{\text{вих}}$$

де  $P_{\text{вх}}$  – повний тиск на виході з області долота;  
 $P_{\text{вих}}$  – повний тиск на вході в область долота.

Слід зазначити, що розрахунковий перепад тиску між входом та виходом з долота, відповідає практичним величинам при бурінні свердловин.

Для більш якісного розуміння впливу

реологічних параметрів рідин та порівняння втрат тиску при проходженні рідин через долото приведемо всі розрахунки до густин бурових розчинів, що розглядаються, а саме – в розрахунку збільшено густину води до 1140 кг/м<sup>3</sup> та 1220 кг/м<sup>3</sup> при незмінних інших параметрах таких як в'язкість та реологія (табл. 2, 3).

Таблиця 1 – Гідравлічні втрати в розрахунковій області

Тип рідини	$\Delta P$ , атм
Вода 1000 кг/м <sup>3</sup>	21,2
Буровий розчин на водній основі 1220 кг/м <sup>3</sup>	27,2
Буровий розчин на вуглеводневій основі 1140 кг/м <sup>3</sup>	25,2

Таблиця 2 – Порівняння гідравлічних втрат при проходженні через долото ньютонівської рідини 1220 кг/м<sup>3</sup> та бурового розчину на водній основі 1220 кг/м<sup>3</sup>

Вода 1220 кг/м <sup>3</sup>	Буровий розчин на водній основі 1220 кг/м <sup>3</sup>
25,9 атм	27,2 атм

Таблиця 3 – Порівняння гідравлічних втрат при проходженні через долото ньютонівської рідини 1140 кг/м<sup>3</sup> та бурового розчину на вуглеводневій основі 1140 кг/м<sup>3</sup>

Вода 1140 кг/м <sup>3</sup>	Буровий розчин на вуглеводневій основі 1140 кг/м <sup>3</sup>
24,2 атм	25,2 атм

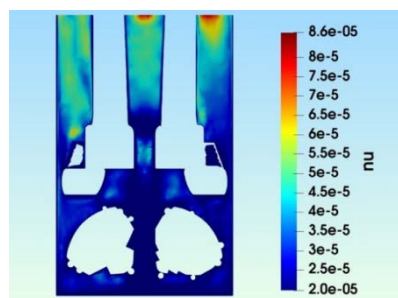
Як показує моделювання, гідравлічні втрати у розрахунковій зоні для неньютонівської поведінки рідини за ступеневою моделлю менші, ніж ті, що описуються моделлю Гершеля-Балклі. Основну роль відіграє структура рідин – реологія (швидкість та напруження зсуву). Умова відсутності ковзання на межі твердого тіла створює тонку область поблизу поверхні твердого тіла (приграничний шар), де швидкість деформації є великою, що посилює ефект молекулярної в'язкості та, таким чином, створює вихороутворення. У програмній реалізації для течії неньютонівських середовищ вводиться модель середньої по Рейнольдсу молекулярної в'язкості (ефективна в'язкість) яка залежить від швидкості здвигу.

На рис. 7 надано порівняльні картини розподілу ефективної в'язкості для різних типів неньютонівських рідин.

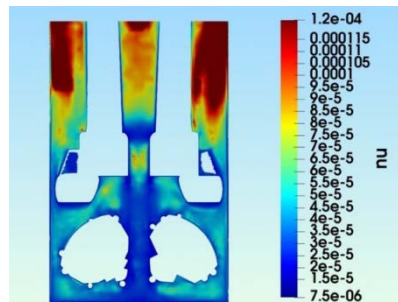
На рис. 8 наведені лінії току при течії води та бурових розчинів через розрахункову область.

При розгляді течії води через розрахункову область в районі шарошок спостерігаються значно більші вихороутворення на відміну від течії бурових розчинів. Це у свою чергу значно зменшує гідромоніторний ефект та зменшує ефективність, швидкість буріння і, як наслідок, збільшення загального часу проведення робіт на свердловинах.

**Висновки.** В роботі досліджено тривимірну просторову течію двох основних типів бурових розчинів – на водній та вуглеводневих основах. Порівняно картини течії ньютонівської рідини (вода) та рідин, що описуються ступеневою реологічною моделлю та моделлю Гершеля-Балклі.

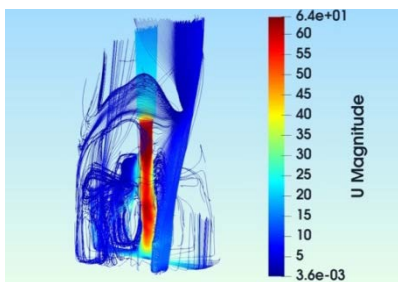


а

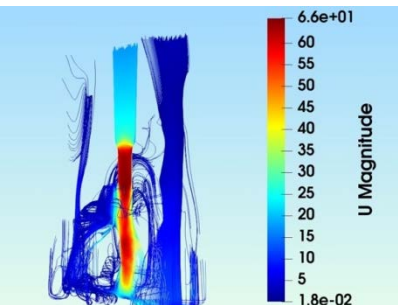


б

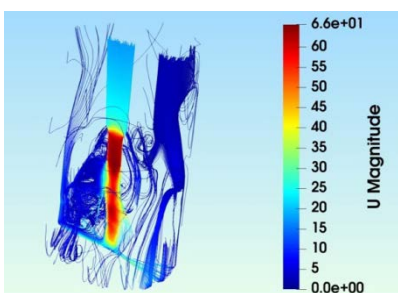
Рис. 7. Розподіл величини ефективної в'язкості при течії: а – ступеневої рідини; б – рідини типу Гершеля-Балклі



а



б



в

Рис. 8. Лінії току при течії: а – води; б – бурового розчину на водній основі; в – бурового розчину на вуглеводневій основі

Визначено, що в'язкість неньютонівських рідин змінюється під час течії через розрахункову область, тому в розрахунках гідравлічних втрат необхідно визначитися із параметрами рівнянь визначеної моделі, а саме показниками консистенції, степені середовища, початкової напруги зсуву та ін.

В'язкість бурових розчинів, яка в десятки-сотні разів більша за в'язкість води, не має критичного впливу на гідравлічні втрати. Завдяки реології рідини зменшуються гідравлічні втрати під час течії та за рахунок зменшення вихороутворення.

#### Список літератури

- Яким Р. С., Петрина Ю. Д., Яким І. С. *Науково-практичні основи технології виготовлення тришарошкочових бурових доліт та підвищення їх якості і ефективності*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. 384 с.
- Лубан Ю. В., Лубан С. В., Жолоб Н. Р., Онищенко В. П., Король Н. О. Високотемпературні біополімерні бурові розчини, як альтернатива застосуванню обважнених РВО. *Матеріали міжнар. конф. GeoDrilling III «Буріння і розкриття пластів – 2019»*. Полтава: ФОП Говоров С. В., 2020. С. 91–94.
- Полеутчий І. І. «Геосинтез Інженіринг» – 10 років роботи в сервісі бурових розчинів. *Матеріали міжнар. конф. GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів – 2017»*. Полтава: ФОП Говоров С. В., 2017. С. 8–10.
- Liu R., Li H., Hou W. Synthesis of Sodium Trimetaphosphate Crosslinked Xanthan Gum and Rheological Properties of Its Aqueous Solution. *Chinese Journal of Applied Chemistry*. 2015. Vol. 32. P. 1061–1069.
- Оринчак М. І., Оринчак М. М., Бейзык О. С. Буровий розчин для якісного вторинного розкриття продуктивних горизонтів. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2012. No. 1 (42). P. 25–32.
- Leusheva E., Brovkina N., Morenov V. Investigation of Non-Linear Rheological Characteristics of Barite-Free Drilling Fluids. *Fluids*. 2021. Vol. 6. P. 327. doi: 10.3390/fluids6090327
- Khan S., Yusuf M., Sardar N. Studies on rheological behavior of Xanthan Gum solutions in presence of additives. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*. 2018. Vol. 2, issue 5. P. 000165.
- Berdugo-Clavijo C., Scheffer G., Sen A., Gieg L. M. Biodegradation of Polymers Used in Oil and Gas Operations: Towards Enzyme Biotechnology Development and Field Application. *Polymers*. 2022. Vol. 14, issue 9. P. 1871. doi: 10.3390/polym14091871
- Rymchuk D., Shevchenko N., Tulska A., Ponomarenko V., Shudryk O. Research and development of a mathematical model of a polymer-based viscous non newtonian fluid for oil and gas wells drilling. *Petroleum and Coal*. 2022. Vol. 64, issue 4. P. 796–803.
- King I., Bratu C., Delbast B., Besson A., Chabard J. P. Hydraulic Optimization of PDC bits. *European Petroleum Conference (21–24 October 1990, Hague, Netherlands)*.
- Shigemi N. CFD Simulation to Optimize Depressurization of Thermal-Shock Enhanced Drill Bit. *Proc. 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University (12–14 February 2018, Stanford, California)*. 2018. SGP-TR-213.
- Ledgerwood L. W., Wells M. R., Wiesner B. C., Harris T. M. Advanced Hydraulics Analysis Optimizes Performance of Roller Cone Drill Bits. *Proc. IADC/SPE Drilling Conference (23–25 February 2000, New Orleans, Louisiana)*. 2000. P. SPE-59111-MS. doi: 10.2118/59111-MS
- Esfahanizadeh L., Dabira B., Goharpey F. CFD modeling of the flow behavior around a PDC drill bit: effects of nano-enhanced drilling fluids on cutting transport and cooling efficiency. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*. 2022. Vol. 16, no. 1. P. 977–994.
- Donmez M., Yemenci O. A numerical study on centrifugal pump performance with the influence of non-Newtonian fluids. *International Journal Sciences*. 2019. Vol. 8. P. 39–45.
- Gavrilov A. A., Rudyak V. Ya. Reynolds-averaged modeling of turbulent flows of power-law fluids. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*. 2016. Vol. 227. P. 45–55.
- Роговий А. С., Шудрик О. Л., Лук'янець С. І., Нескорожений А. О., Лебединець Д. В. Характеристики відцентрового насоса при перекачуванні Бінгамівської рідини із різними значеннями початкових напруг зсуву. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2023. No. 1. P. 66–70. doi: 10.20998/2411-3441.2023.1.11
- Smirnov P. E., Menter F. R. Sensitization of the SST turbulence model to rotation and curvature by applying the Spalart-Shur correction term. *Journal of Turbomachinery*. 2009. Vol. 131, issue 4. P. 1–8. doi: 10.1115/1.3070573
- OpenFOAM. *Open source CFD. Documentation*. URL: <https://www.openfoam.com/documentation/guides/v2206/doc/index.html> (дата звернення: 26.03.2024).
- Shudryk A. Using open software application packages for simulation of viscous incompressible fluid. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2016. No. 20 (1192). P. 90–93.
- Роговий А. С., Азаров А. С., Шудрик О. Л., Панамарьова О. Б., Лебединець Д. В. Валідація відкритої бібліотеки OpenFoam гідротурбін для високотемпературного відцентрового компресора. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2023. No. 2. P. 62–66. doi: 10.20998/2411-3441.2023.2.09
- MUDWARE engineering software from M-I SWACO. URL: <https://mudware.software.informer.com/3.0/> (дата звернення: 10.05.2024).

#### References (transliterated)

- Yakym R. S., Petryna Yu. D., Yakym I. S. *Naukovo-praktychni osnovy tekhnolohiy vyhotovlennya trysharoshkovykh burovyykh dolit ta pidvyshchennya yikh yakosti i efektyvnosti* [Scientific and practical foundations of the technology of manufacturing three-rollers drill bits and improving their quality and efficiency]. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH Publ., 2011. 384 p.
- Luban Yu. V., Luban S. V., Zholob N. R., Onyshchenko V. P., Korol' N. O. Vysokotemperaturni biopolimerni burovi rozchyny, yak alternatyva zastosuvannu obvazhnykh RVO [Highly mineralized biopolymer drilling muds as an alternative to the use of weighted FCB]. *Materialy Mizhnar. Conf. GeoDrilling III "Burinnya i rozkryttya plastiv – 2019"* [Proc. of the Int. Conf. GeoDrilling III "Drilling and formation completion – 2019"]. Poltava, FOP Hovorov S. V. Publ., 2020, pp. 91–94.
- Poletuchiy I. I. "Geosintez Inzhenerinh" – 10 rokiv roboty v servisi burovyykh rozchyniv ["Geosynthesis Engineering" – 10 years of experience in drilling fluids service]. *Materialy Mizhnar. Conf. GeoDrilling II "Burinnya i rozkryttya plastiv – 2017"* [Proc. of the Int. Conf. GeoDrilling II "Drilling and formation completion – 2017"]. Poltava, FOP Hovorov S. V. Publ., 2017, pp. 8–10.
- Liu R., Li H., Hou W. Synthesis of Sodium Trimetaphosphate Crosslinked Xanthan Gum and Rheological Properties of Its Aqueous Solution. *Chinese Journal of Applied Chemistry*. 2015, vol. 32, pp. 1061–1069.
- Orynychak M. I., Orynychak M. M., Beyzyk O. S. Burovy rozchyn dlya yakisnoho vtorynnoho rozkryttya produktyvnykh horizontiv [Drilling solution to qualitatively secondary open the productive horizons]. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2012, no. 1 (42), pp. 25–32.
- Leusheva E., Brovkina N., Morenov V. Investigation of Non-Linear Rheological Characteristics of Barite-Free Drilling Fluids. *Fluids*. 2021, vol. 6, p. 327. doi: 10.3390/fluids6090327
- Khan S., Yusuf M., Sardar N. Studies on rheological behavior of Xanthan Gum solutions in presence of additives. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*. 2018, vol. 2, issue 5, p. 000165.
- Berdugo-Clavijo C., Scheffer G., Sen A., Gieg L. M. Biodegradation of Polymers Used in Oil and Gas Operations: Towards Enzyme Biotechnology Development and Field Application. *Polymers*. 2022, vol. 14, issue 9, p. 1871. doi: 10.3390/polym14091871
- Rymchuk D., Shevchenko N., Tulska A., Ponomarenko V., Shudryk O. Research and development of a mathematical model of a polymer-based viscous non newtonian fluid for oil and gas wells drilling. *Petroleum and Coal*. 2022, vol. 64, issue 4, pp. 796–803.
- King I., Bratu C., Delbast B., Besson A., Chabard J. P. Hydraulic Optimization of PDC bits. *European Petroleum Conference (21–24 October 1990, Hague, Netherlands)*.

11. Shigemi N. CFD Simulation to Optimize Depressurization of Thermal-Shock Enhanced Drill Bit. *Proc. 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University* (12–14 February 2018, Stanford, California). 2018, SGP-TR-213.
12. Ledgerwood L. W., Wells M. R., Wiesner B. C., Harris T. M. Advanced Hydraulics Analysis Optimizes Performance of Roller Cone Drill Bits. *Proc. IADC/SPE Drilling Conference (23–25 February 2000, New Orleans, Louisiana)*. 2000, p. SPE-59111-MS. doi: 10.2118/59111-MS
13. Esfahanizadeh L., Dabira B., Goharpey F. CFD modeling of the flow behavior around a PDC drill bit: effects of nano-enhanced drilling fluids on cutting transport and cooling efficiency. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*. 2022, vol. 16, no. 1, pp. 977–994.
14. Donmez M., Yemencici O. A numerical study on centrifugal pump performance with the influence of non-Newtonian fluids. *International Journal Sciences*. 2019, vol. 8, pp. 39–45.
15. Gavrilov A. A., Rudyak V. Ya. Reynolds-averaged modeling of turbulent flows of power-law fluids. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*. 2016, vol. 227, pp. 45–55.
16. Rogovyi A. S., Shudryk O. L., Luk"yanets' S. I., Neskorozenyy A. O., Lebedynets' D. V. Kharakterystyky vidtsentrovoho nasosa pry perekachuvanni Binhamiv's'koyi ridyny iz riznymy znachennyamy pochatkovykh napruh zsuvu [Characteristics of centrifugal pump for pumping Bingham liquid with different values of yield stresses]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2023, no. 1, pp. 66–70. doi: 10.20998/2411-3441.2023.1.11
17. Smirnov P. E., Menter F. R. Sensitization of the SST turbulence model to rotation and curvature by applying the Spalart-Shur correction term. *Journal of Turbomachinery*. 2009, vol. 131, issue 4, pp. 1–8. doi: 10.1115/1.3070573
18. *OpenFOAM. Open source CFD. Documentation*. Available at: <https://www.openfoam.com/documentation/guides/v2206/doc/index.html> (accessed 26.03.2024).
19. Shudryk A. Using open software application packages for simulation of viscous incompressible fluid. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2016, no. 20 (1192), pp. 90–93.
20. Rogovyi A. S., Azarov A. S., Shudryk O. L., Panamar'ova O. B., Lebedynets' D. V. Validatsiya vidkrytoyi biblioteky OpenFoam hidroturbin dlya vysokonapirnoho vidtsentrovoho kompresora [Validation of the hydraulic turbine OpenFoam library for a high-pressure centrifugal compressor]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2023, no. 2, pp. 62–66. doi: 10.20998/2411-3441.2023.2.09
21. *MUDWARE engineering software from M-I SWACO*. Available at: <https://mudware.software.informer.com/3.0/> (accessed 10.05.2024).

Надійшла (received) 13.06.2024

## Відомості про авторів / About the Authors

**Шудрик Олександр Леонідович (Shudryk Oleksandr)** – кандидат технічних наук, ТОВ «Реґіон», головний інженер, м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0991-2498>; e-mail: [o.shudryk@region.if.ua](mailto:o.shudryk@region.if.ua)

**Шевченко Наталія Григорівна (Shevchenko Nataliia)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри «Гідравлічні машини ім. Г. Ф. Проскури»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6877-7428>; e-mail: [nataliia.shevchenko@khp.edu.ua](mailto:nataliia.shevchenko@khp.edu.ua)

**Резва Ксенія Сергіївна (Rezva Kseniya)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри «Гідравлічні машини ім. Г. Ф. Проскури»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2457-0097>; e-mail: [rezvayaks@gmail.com](mailto:rezvayaks@gmail.com)

**Петруняк Марина Валентинівна (Petruniak Maryna)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», доцент кафедри «Нафтогазова інженерія та технології»; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8923-0640>; e-mail: [marinamarina230679@gmail.com](mailto:marinamarina230679@gmail.com)

**Бовкун Віктор Олександрович (Bovkun Viktor)** – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», аспірант кафедри «Нафтогазова інженерія та технології»; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-3731-5472>; e-mail: [bovkun93@gmail.com](mailto:bovkun93@gmail.com)