

*Д. В. РИМЧУК, К. С. РЕЗВА, Н. Ф. МІНЧУКОВА, Д. Ю. ХРУЩОВ*

### ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФОНТАННОЇ БЕЗПЕКИ ПРИ БУРІННІ ТА КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ СВЕРДЛОВИН, СХИЛЬНИХ ДО ПОГЛИНАННЯ

Розглянуто одну з актуальних проблем нафтогазової галузі – небезпечність аварій, спричинених відкритими нафтовими та газовими фонтанами. Такі аварії призводять до значних економічних втрат, забруднення навколишнього середовища та створюють загрозу для безпеки виробництва. Тому вивчення причин їх виникнення та розробка ефективних заходів фонтанної безпеки є критично важливими для запобігання аваріям і мінімізації негативних наслідків. У ході дослідження розроблено методику визначення допустимої швидкості спуску бурильного інструменту у свердловину, схильну до поглинання, з розкритим продуктивним горизонтом. Проведено аналіз залежності гідродинамічного тиску під башмаком бурильної колони від динамічної в'язкості бурового розчину, довжини колони бурильних труб та швидкості їх руху. Встановлено взаємозв'язок між допустимою швидкістю спуску бурильного інструменту та величиною тиску поглинання, а також густини бурового розчину. У результаті визначено діапазон густини бурового розчину (1927,5–1941,4 кг/м<sup>3</sup>), за якого забезпечується безпечний спуск бурильного інструменту при дотриманні розрахункових швидкостей. Крім того, отримано значення коефіцієнта безпеки для глибоких свердловин, схильних до поглинання, яке становить 1,04. Проведено дослідження максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту при умові  $[P_w] = 0,95P_{гр}$ , що дозволяє підвищити надійність робіт та запобігти виникненню аварійних ситуацій.

**Ключові слова:** бурильний інструмент, швидкість спуску, тиск поглинання, динамічна в'язкість, свердловина, буровий розчин, гідродинамічний тиск.

*D. RYMCHUK, K. REZVAYA, N. MINCHUKOVA, D. KHRUSHCHOV*

### ENSURING BLOWOUT PREVENTION DURING DRILLING AND WORKOVER OPERATIONS IN WELLS PRONE TO FLUID LOSS

The paper is devoted to the one of the pressing issues in the oil and gas industry – the hazards associated with accidents caused by uncontrolled oil and gas blowouts. Such incidents lead to significant economic losses, environmental pollution, and pose a serious threat to operational safety. Therefore, studying the causes of blowouts and developing effective blowout prevention measures is critically important for avoiding accidents and minimizing negative consequences. During the research, a methodology was developed for determining the permissible running speed of the drill string into a well prone to fluid loss with an open productive horizon. The study analyzed the dependence of hydrodynamic pressure under the drill string shoe on the dynamic viscosity of the drilling fluid, the length of the drill pipe string, and the pipe running speed. A correlation was established between the permissible running speed of the drill string and the loss pressure, as well as the drilling fluid density. As a result, the safe drilling fluid density range (1927.5–1941.4 kg/m<sup>3</sup>) was determined, ensuring safe drill string running at calculated speeds. Additionally, a safety factor for deep wells prone to fluid loss was obtained, equal to 1.04. The study also examined the maximum permissible running speed of the drill string under the condition  $[P_w] = 0.95P_{gr}$ , which improves operational reliability and prevents emergency situations.

**Keywords:** drill string, running speed, loss pressure, dynamic viscosity, wellbore, drilling fluid, hydrodynamic pressure.

**Вступ.** Відкриті нафтові та газові фонтани є найбільш складною та важкою аварією при бурінні свердловин і видобуванні нафти та газу, часто приймають характер стихійних лих. Для їх ліквідації витрачаються великі матеріальні ресурси, втрачаються нафта та газ, інколи аж до повного виснаження покладів вуглеводнів. Відкриті фонтани суттєво ускладнюють роботу бурових, нафтовидобувних підприємств, а також об'єктів промисловості, сільського господарства, населених пунктів, які знаходяться поруч. Вони завдають великої шкоди навколишньому середовищу. При відкритому фонтануванні в атмосферу викидаються отруйні і парникові гази. Гине велика кількість диких птахів, які вночі летять на яскраве полум'я палаючого фонтану. Розливи нафти при відкритому фонтануванні свердловин на шельфах морів є причиною вимирання морської флори та фауни на великих площах, забруднення берегової зони.

Однією з основних маловивчених причин виникнення флюїдопроявлень при бурінні свердловин, які в подальшому можуть перейти у викиди бурового розчину та відкриті фонтани, є перевищення вибієного тиску над тиском поглинання у процесі спуску бурильного інструменту з великою швидкістю. Ця проблема є особливо актуальною для свердловин,

схильних до поглинання, у яких невелика різниця між тиском поглинання та пластовим тиском.

У статті вирішуються питання з забезпеченню фонтанної безпеки при бурінні та капітальному ремонті свердловин, схильних до поглинання [1–4].

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** У нафтогазових родовищах продуктивні горизонти заповнені флюїдом, який знаходиться під пластовим тиском. У відповідності до [5–14] з метою недопущення несанкціонованого поступлення флюїду у ствол свердловини та подальшого його переходу в флюїдопроявлення у процес буріння чи капітального ремонту свердловини її необхідно заповнити буровим розчином густиною, яка розраховується за формулою:

$$\rho = \alpha \cdot P_{пл} \cdot 10^6 / g \cdot H, \text{ кг/м}^3, \quad (1)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт безпеки, у відповідності до вимог нормативних документів: для свердловин глибиною до 1200 м,  $\alpha = 1,1–1,15$ , але гідростатичний тиск стовпа бурового розчину не повинен перевищувати пластовий тиск більше як на 1,5 МПа; для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 до 2500 м)  $\alpha = 1,05–1,10$ , але гідростатичний тиск стовпа бурового розчину не повинен перевищувати пластовий тиск більше як на 2,5 МПа; для свердловин глибиною понад 2500 м (для інтервалів від 2500 м)  $\alpha = 1,04–1,07$ ,

але гідростатичний тиск стовпа бурового розчину не повинен перевищувати пластовий тиск більше як на 3,5 МПа;

$P_{пл}$  – пластовий тиск, МПа;

$H$  – глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту по вертикалі, м;

$g$  – прискорення вільного падіння,  $m/c^2$ .

Але стовп бурового розчину створює на вибій тільки гідростатичний тиск.

Як зазначається у [5; 6; 12; 14] у процесі спуску чи підйому бурильного інструменту під його башмаком виникає гідродинамічний тиск.

Тоді, при спуску труб тиск на вибій визначається формулою:

$$P_B^{max} = P_{гст} + \Delta P, \text{ МПа} \quad (2)$$

де  $P_{гст}$  – гідростатичний тиск стовпа бурового розчину, МПа;

$P_B^{max}$  – тиск на вибій свердловини, МПа;

$\Delta P$  – гідродинамічний тиск під башмаком бурильного інструменту, який спускається у свердловину, МПа.

А при підйомі труб тиск на вибій визначається формулою:

$$P_B^{min} = P_{гст} - \Delta P, \text{ МПа} \quad (3)$$

Тахограма зміни вибійного тиску у процесі підйому свічки бурильних труб показана на рис. 1.

Тахограма зміни вибійного тиску у процесі спуску свічки бурильних труб показано на рис. 2.

Як показано на рис. 2, під час спуску свічки, на фазі її розгону (ділянка 1 на рис. 2, а і 2, б), вибійний тиск зростає від гідростатичного  $P_{гст}$  до максимального  $P_B^{max}$ . Після припинення розгону вибійний тиск дещо знижується, і залишається постійним на протязі фази рівномірного спуску свічки (ділянка 2 рис. 2, а і 2, б). З початком фази гальмування вибійний тиск починає знижуватися (ділянка 3 рис. 2, а і 2, б). На момент припинення руху свічки вибійний тиск знижується до величини  $P_B^{min}$ .

Мінімальне значення вибійного тиску буде залежати від співвідношення максимальної швидкості спуску до середньої ( $u_{max}/u_{ср}$ ) та часу гальмування. У випадку сильного розгону свічки і короткочасного гальмування може утворитися депресія. Після припинення спуску свічки з деяким запізненням тиск на вибої вирівнюється до гідростатичного  $P_{гст}$  (ділянка 4 на рис. 2, б). Такі коливання вибійного тиску з недостатньою амплітудою будуть повторюватися під час спуску кожної свічки.

При бурінні або капітальному ремонті свердловин, схильних до поглинання при спуску труб може виникнути ситуація, коли  $P_B^{max} > P_{гр}$ , де  $P_{гр}$  – тиск гідророзриву або поглинання, МПа.

Тоді, свердловина поглине частину бурового розчину і виникне ситуація коли  $P_B < P_{пл}$ , де  $P_B$  – тиск на вибій стовпа бурового розчину, МПа;  $P_{пл}$  – тиск у продуктивному горизонті.

І флюїд із продуктивного пласта почне поступати у ствол свердловини – виникне флюїдопроявлення, яке може перейти у відкритий фонтан.

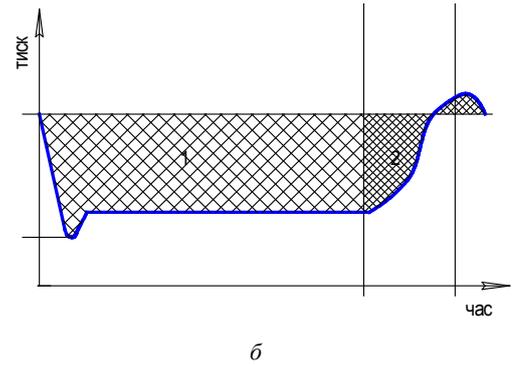
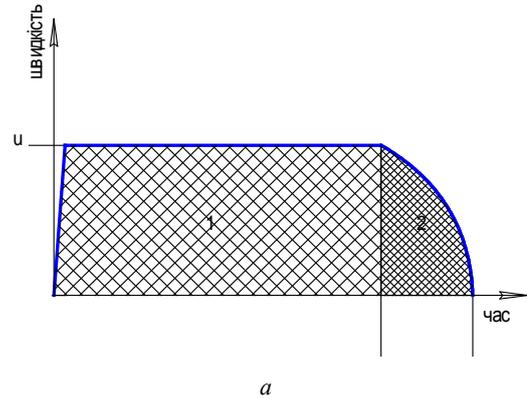


Рис. 1. Тахограма (а) і зміна вибійного тиску (б) у процесі підйому свічки труб:

$P_{гст}$  – гідростатичний вибійний тиск;  $P_B^{max}$  – найменший гідродинамічний вибійний тиск;  
1 – фаза підйому свічки; 2 – фаза гальмування свічки

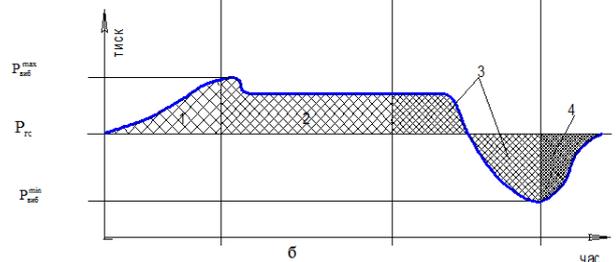
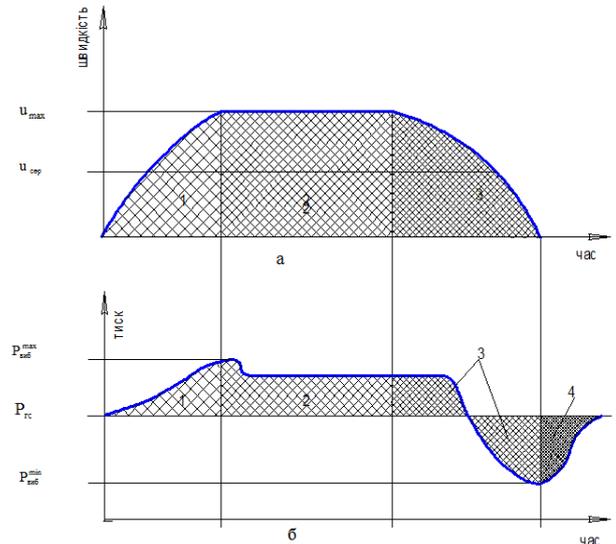


Рис. 2. Тахограма (а) і зміна вибійного тиску (б) у процесі спуску свічки труб:

$P_{гст}$  – гідростатичний вибійний тиск;  $P_B^{max}$  – найбільший гідродинамічний вибійний тиск;  $P_B^{min}$  – найменший гідродинамічний вибійний тиск;  
1 – фаза розгону свічки; 2 – фаза рівномірного руху свічки; 3 – фаза гальмування свічки; 4 – фаза вирівнювання вибійного тиску до гідростатичного

Якщо, при підйомі бурильного інструменту виникне ситуація  $P_B < P_{пл}$ , то і у цьому випадку флюїд почне поступати у ствол свердловини. У роботах [5–14] нічого не сказано від яких параметрів залежить

величина гідродинамічного тиску.

У роботах [5; 7; 12; 14] сказано, що при розкритих продуктивних горизонтах слід зменшувати швидкість спуску бурильного інструменту.

**Мета роботи і завдання досліджень.** Метою роботи є розроблення алгоритму визначення допустимої швидкості спуску бурильного інструменту у свердловину, схильну до поглинання, з розкритим продуктивним горизонтом. Для цього необхідно:

- підібрати формулу для визначення гідродинамічного тиску під башмаком бурильного інструменту під час його руху;

- дослідити залежність гідродинамічного тиску під башмаком бурильного інструменту, який спускається у свердловину, від динамічної в'язкості бурового розчину, довжини колони бурильних труб, швидкості руху труб;

- дослідити залежність допустимої швидкості спуску бурильного інструмента у свердловину, схильну до поглинання, з розкритим продуктивним горизонтом від величини тиску поглинання та величини густини бурового розчину.

**Результати досліджень.** Розроблена методика визначення допустимої швидкості спуску бурильного інструменту у свердловину схильну до поглинання, з розкритим продуктивним горизонтом.

З метою попередження гідророзриву пласта або поглинання бурового розчину при спуску бурильного інструменту у свердловину, схильну до поглинання, з розкритим продуктивним горизонтом необхідно дотримуватися наступної вимоги:

$$[P_{\text{в}}] \leq P_{\text{гст}} + \Delta p, \text{ Па} \quad (4)$$

де  $[P_{\text{в}}]$  – допустимий тиск на вибір свердловини, Па.  
При цьому слід урахувати, що:

$$[P_{\text{в}}] = 0,95 \cdot P_{\text{гр}}. \quad (5)$$

Гідродинамічний тиск нижче колони бурильних труб, які переміщуються в середині свердловини з закритим кінцем, за Шишченком Р. І. [11] визначається за формулою:

$$\Delta p = \frac{4 \cdot \mu \cdot l \cdot u_m \cdot \varphi(n)}{r_m^2}, \quad (6)$$

де  $\varphi(n) = \frac{1}{(n^2+1) \cdot \ln n - (n^2-1)}$ ;

$$n = \frac{r_{\text{свердл.}}}{r_m};$$

$\mu$  – динамічна в'язкість рідини, Па·с;

$l$  – довжина бурильної колони, м;

$u_m$  – швидкість руху труб, м/с;

$r_{\text{свердл.}}$  – радіус свердловини, м;

$r_m$  – приведений радіус бурильної колони, який враховує радіус бурильних замків і обважнених бурильних труб;

$\Delta p$  – гідродинамічний тиск під кінцем бурильної колони, яка спускається або піднімається.

Формулу (4) можна записати у наступному вигляді:

$$[P_{\text{в}}] \leq \rho \cdot g \cdot H + \frac{4 \cdot \mu \cdot l \cdot u_m \cdot \varphi(n)}{r_m^2}, \text{ Па.}$$

Звідки

$$u_m \leq \frac{([P_{\text{в}}] - \rho \cdot g \cdot H) \cdot r_m^2}{4 \cdot \mu \cdot l \cdot \varphi(n)}, \text{ м/с.} \quad (7)$$

Досліджено як змінюється гідродинамічний тиск при зміні динамічної в'язкості. Дослідження проводились для  $\mu = 50; 60; 70; 80; 90; 100; 110$  мПа·с.

Досліджено як змінюється гідродинамічний тиск при зміні швидкості руху труб. Дослідження проводились для  $u_m = 0,2; 0,25; 0,3; 0,35; 0,40; 0,45; 0,50; 0,55; 0,60; 0,65; 0,70$  м/сек.

Досліджено як змінюється гідродинамічний тиск при зміні довжини бурильної колони. Дослідження проводились для  $L = 2500; 2750; 3000; 3250; 3500; 3750; 4000; 4250; 4500; 4750; 5000$  м.

Графік зміни гідродинамічного тиску при зміні швидкості руху труб при  $\mu = 120$  мПа·с показано на рис. 3.

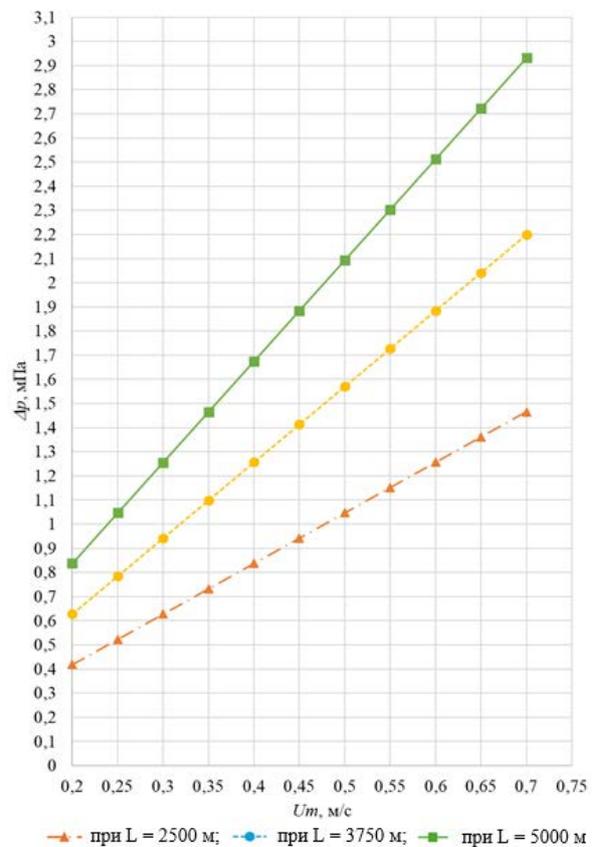


Рис. 3. Графік зміни гідродинамічного тиску при зміні швидкості руху труб при  $\mu = 120$  мПа·с

Користуючись запропонованою методикою визначимо допустиму швидкість спуску бурильного інструменту у свердловину №1 Дослідна при розкритому продуктивному горизонті.

**Вихідні дані для розрахунку.** Свердловина експлуатаційна, вертикальна.

Конструкція свердловини:

- кондуктор ВС 508x12,7 N80 спущений на глибину 582 м, зацементований до гирла, опресований – герметичний;

- перша технічна колона ВС 340x12,19 Р-110

спущена на глибину 2674 м, зацементована до гирла, опресована – герметична;

- друга технічна колона складається із труб двох типорозмірів: верхня секція від 0 до 3371 м труби BC 245x11,99 P-110, нижня секція від 3371 до 5272 м труби BC 245x11,05 P-110 зацементована до гирла, опресована – герметична;

- вибій знаходиться на глибині 5447 м.

Продуктивний горизонт знаходиться в інтервалі: 5500–5547 м.

Пластовий тиск – 100 МПа.

Динамічна в'язкість бурового розчину – 90 мПа·с.

Густина бурового розчину – 1928 кг/м<sup>3</sup>.

Інтервал можливого поглинання: 5500–5547 м.

Тиск гідророзриву пласта (поглинання) – 111 МПа.

Буріння ведеться бурильним інструментом з використанням бурильних труб ІЕУ 127x9,19 S-135 з замками 5<sup>1</sup>/<sub>2</sub> FH, обважнених бурильних NC 50–70 зовнішнім діаметром 177,8 м та внутрішнім – 71,4 мм – 154 м і долота діаметром 215,9 мм.

Спочатку визначено приведений радіус бурильної колони, який враховує радіус бурильних замків і обважнених бурильних труб  $r_m = 65,86$  мм. Тоді  $n = 1,64$ ,  $\varphi_{(n)} = 7,57$ . Використовуючи формулу (7) визначаємо  $u_m = 0,4124$  м/с.

Досліджено залежність максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту від густини бурового розчину.

При бурінні свердловин №1 Дослідна з метою попередження несанкціонованого поступання (проникнення) флюїду в ствол свердловини передбачено, щоб гідростатичний тиск стовпа бурового розчину на 4–7 % перевищував пластовий тиск. Не має чіткої вимоги, щодо величини коефіцієнта безпеки. Фахівці бурової компанії самі вибирають його величину без необхідних обґрунтувань.

Для цього спочатку визначено значення густини бурового розчину від величини коефіцієнта безпеки використовуючи формулу (1). Дані занесемо в табл. 1.

Таблиця 1 – Залежність густини бурового розчину від величини коефіцієнта безпеки

Коефіцієнт безпеки	1,04	1,0425	1,045	1,0475	1,05	1,0525	1,055	1,0575	1,06	1,0625	1,065	1,0675	1,07
Густина бурового розчину кг/м <sup>3</sup>	1927,5	1932,2	1936,8	1941,4	1946,1	1950,7	1955,3	1960	1964,6	1969,2	1973,9	1978,5	1983,1

На підставі отриманих даних побудований графік залежності густини бурового розчину від величини коефіцієнта безпеки (рис. 4).

Використовуючи формулу (7) визначимо допустиму максимальну швидкість спуску бурильного інструменту в залежності від густини бурового розчину. Дані занесемо у табл. 2.

На підставі отриманих даних побудовано графік залежності максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту від густини бурового розчину (рис. 5).

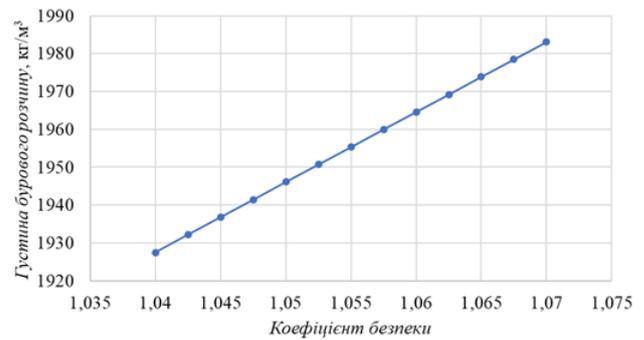


Рис. 4. Графік залежності густини бурового розчину від величини коефіцієнта безпеки

Таблиця 2 – Залежність максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту від густини бурового розчину

Густина бурового розчину кг/м <sup>3</sup>	1927,5	1932,2	1936,8	1941,4	1946,1	1950,7	1955,3	1960	1964,6	1969,2	1973,9	1978,5	1983,1
Швидкість спуску бурильного інструменту м/с	0,420	0,347	0,275	0,203	0,121	0,057	-0,014	-0,087	-0,159	-0,231	-0,304	-0,376	-0,448

Досліджено, як міняється максимальна допустима швидкість спуску бурильного інструменту в залежності від величини коефіцієнта співвідношення тиску поглинання (гідророзриву) до пластового тиску:

$$k = \frac{P_{гр}}{P_{пл}} \quad (8)$$

Для дослідження взяті всі дані по свердловині №1 Дослідна, мінялись тільки величину тиску поглинання.

У нашому випадку  $k = \frac{111}{100} = 1,11$ .

Проведені дослідження максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту при  $[P_v] = 0,95 \cdot P_{гр}$ . Результати дослідження занесені у табл. 3.

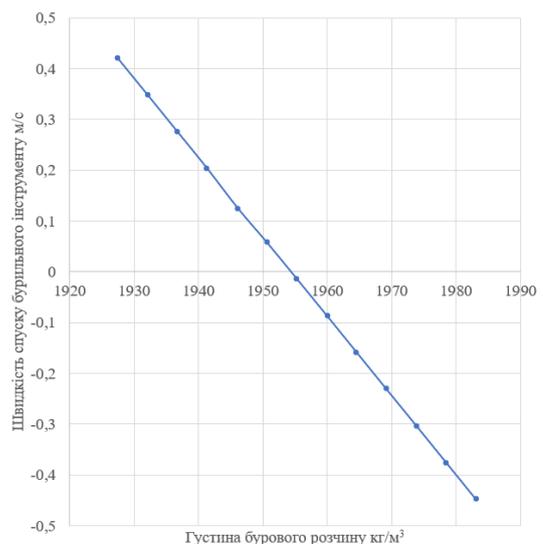


Рис. 5. Графік залежності максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту від густини бурового розчину

Таблиця 3 – Залежність максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструмента від коефіцієнта співвідношення тиску поглинання до пластового тиску при  $[P_{в}] = 0,95 \cdot P_{гр}$

$k$	1,09	1,10	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16
$U_{мв}$ , м/с	-0,127	0,117	0,420	0,638	1,002	1,248	1,523	1,798

За результатами дослідження побудовано графік (рис. 6).

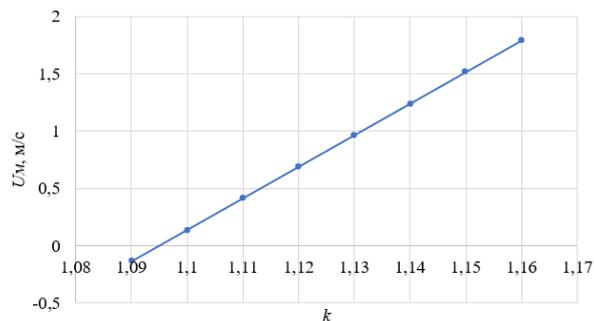


Рис. 6. Залежність максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструмента від коефіцієнта співвідношення тиску поглинання до пластового тиску при  $[P_{в}] = 0,95 \cdot P_{гр}$

**Висновки.** 1. Гідродинамічний тиск під башмаком бурильного інструменту зростає лінійно із збільшенням динамічної в'язкості бурового розчину, швидкості руху труб та довжини колони.

2. Для свердловини №1 Дослідна:

- в залежності від величини коефіцієнта безпеки густина бурового розчину може знаходитись в межах від 1927,5 до 1983,1 кг/м<sup>3</sup>, що відповідає вимогам чинних нормативних документів;

- при густині бурового розчину від 1927,5 до 1941,4 кг/м<sup>3</sup>, можна проводити спуск бурильного інструменту, дотримуючись розрахункових значень швидкості спуску;

- при густині бурового розчину від 1941,5 до 1950,7 кг/м<sup>3</sup>, неможливо забезпечити розраховану швидкість спуску;

- при густині бурового розчину більше 1950,8 кг/м<sup>3</sup>, при спуску бурильного інструменту виникне поглинання бурового розчину, а далі газопроявлення і викид бурового розчину із свердловини.

3. Для глибоких свердловин, схильних до поглинання, розрахунок густини бурового розчину необхідно проводити виходячи із величини коефіцієнта безпеки 1,04.

4. При розрахунку максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструмента слід враховувати коефіцієнт співвідношення тиску поглинання до пластового тиску:

- при  $k > 1,11$  можна безпечно проводити спуск бурильного інструменту дотримуючись розрахованої максимально допустимої швидкості спуску;

- при  $1,05 \leq k \leq 1,11$ , якщо не дотримуватись розрахованої максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту, або недоливати свердловину під час підйому бурильного інструменту

чи при частковому розгазуванні бурового розчину у свердловині може виникнути несанкціоноване проникнення газу у ствол, яке з часом перейде у газопроявлення, а далі у викид і відкритий фонтан;

- при  $k < 1,05$  при спуску бурильного інструмента у свердловині виникне катастрофічне поглинання бурового розчину, а далі викид бурового розчину та відкритий фонтан;

- при виникненні у свердловині ситуації коли  $k < 1,11$  для подальшого безпечного її буріння необхідно провести роботи із ізоляції поглинаючого пласта.

5. Запропоновано методику визначення максимально допустимої швидкості спуску бурильного інструменту у свердловину, схильну до поглинання, рекомендується до використання у нафтогазових підприємствах.

#### Список літератури

- Ghorbani H., Abdali M. R., Mohamadian N., Wood D. Petroleum Well Blowouts as a Threat to Drilling Operation and Wellbore Sustainability: Causes, Prevention, Safety and Emergency Response. *Journal of Construction Materials*. 2021. doi: 10.36756/JCM.si.1.1
- Amish M., Khodja M. Review of detection, prediction and treatment of fluid loss events. *Arabian Journal of Geosciences*. 2025. Vol. 18. A. no. 8. doi: 10.1007/s12517-024-12142-9
- Xie Z., Kang Y., Wang X., Xu C., Lin C. The Analysis of Transient Drilling Fluid Loss in Coupled Drill Pipe-Wellbore-Fracture System of Deep Fractured Reservoirs. *Processes*. 2025. Vol. 13, issue 10. P. 3100. doi: 10.3390/pr13103100
- Akilov J., Djabbarov M. The influence of the viscoelastic properties of the flushing fluid on the hydrodynamic pressure on the well walls in drilling. *Int. scientific conf. on modern problems of applied science and engineering: MPASE 2024. AIP Conference Proceedings*. Vol. 3244, no. 1 (2–3 May 2024, Samarkand, Uzbekistan). AIP Publishing LLC, 2024. P. 020012. doi: 10.1063/5.0241901
- Вайсберг Г. Л., Римчук Д. В. *Фонтанна безпека. Запитання, відповіді*. Харків : УЦЕБОПнафтогаз, 2002. 474 с.
- Катеринчук П. О., Римчук Д. В., Цибулько С. В., Шудрик О. Л. *Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин*. Харків : Пром-Арт, 2018. 608 с.
- Катеринчук П. О., Мінчукова Н. Ф., Римчук Д. В., Цибулько С. В. *Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі*. Харків : Планета-Принт, 2022. 646 с.
- Костриба І. В., Мосора Ю. Р. *Фонтанна безпека в нафтогазовій галузі. Лабораторний практикум*. Івано-Франківськ : ІФТУНГ, 2017. 58 с.
- Костриба І. В., Мосора Ю. Р., Шостаківський І. І. *Фонтанна безпека в нафтогазовій галузі. Методичні вказівки до вивчення дисципліни*. Івано-Франківськ : ІФТУНГ, 2017. 95 с.
- Костриба І. В. *Фонтанна безпека в нафтогазовій галузі. Практикум*. Івано-Франківськ : ІФТУНГ, 2017. 70 с.
- Мислюк М. А., Рибич І. Й., Яремійчук Р. С. *Буріння свердловин у п'яти томах. Т. 5. Ускладнення. Аварії. Екологія*. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. 376 с.
- Редька Є. П., Резва К. С., Римчук Д. В., Тульська А. Г., Хрушов Д. Ю., Цибулько С. В. *Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі: навч. посіб.* Харків : НТУ «ХПБ», 2024. 276 с.
- СОУ 09.1-300197750-245:2015 *Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопровівів і відкритих фонтанів під час спорудження і капітального ремонту свердловин* / Стандарт Організації України. Київ : ПАТ «Укргазвидобування», 2016. 88 с.
- СОУ 09.1-30019775-224:2016. *Свердловини на нафту і газ. Профілактична робота з попередження виникнення флюїдопроявів, відкритих нафтових і газових фонтанів та аварій. Організація і методика проведення* / Стандарт Організації України. Київ : ПАТ «Укргазвидобування», 2016. 32 с.

## References (transliterated)

- Ghorbani H., Abdali M. R., Mohamadian N., Wood D. Petroleum Well Blowouts as a Threat to Drilling Operation and Wellbore Sustainability: Causes, Prevention, Safety and Emergency Response. *Journal of Construction Materials*. 2021. doi: 10.36756/JCM.si1.1
- Amish M., Khodja M. Review of detection, prediction and treatment of fluid loss events. *Arabian Journal of Geosciences*. 2025, vol. 18, a. no. 8. doi: 10.1007/s12517-024-12142-9
- Xie Z., Kang Y., Wang X., Xu C., Lin C. The Analysis of Transient Drilling Fluid Loss in Coupled Drill Pipe-Wellbore-Fracture System of Deep Fractured Reservoirs. *Processes*. 2025, vol. 13, issue 10, p. 3100. doi: 10.3390/pr13103100
- Akilov J., Djabbarov M. The influence of the viscoelastic properties of the flushing fluid on the hydrodynamic pressure on the well walls in drilling. *Int. scientific conf. on modern problems of applied science and engineering: MPASE 2024. AIP Conference Proceedings. Vol. 3244, no. 1 (2–3 May 2024, Samarkand, Uzbekistan)*. AIP Publishing LLC, 2024, p. 020012. doi: 10.1063/5.0241901
- Vaysberh H. L., Rymchuk D. V. *Fontanna bezpeka. Zapytannya, vidpovidi* [Blowout Safety: Questions and Answers]. Kharkiv, UTsEBOpnaftohaz Publ., 2002. 474 p.
- Katerynychuk P. O., Rymchuk D. V., Tsybul'ko S. V., Shudryk O. L. *Osvoyennya, intensyfikatsiya ta remont sverdlovyn* [Development, intensification and repair of wells]. Kharkiv, Prom-Art Publ., 2018. 608 p.
- Katerynychuk P. O., Minchukova N. F., Rymchuk D. V., Tsybul'ko S. V. *Fontanna ta hazova bezpeka v naftohazoviy haluzi* [Fountain and gas safety in the oil and gas industry]. Kharkiv, Planeta-Prynt Publ., 2022. 646 p.
- Kostryba I. V., Mosora Yu. R. *Fontanna bezpeka v naftohazoviy haluzi. Laboratornyy praktykum* [Blowout Safety in the Oil and Gas Industry: Laboratory Workshop]. Ivano-Frankivsk, IFTUNH Publ., 2017. 58 p.
- Kostryba I. V., Mosora Yu. R., Shostakivs'kyy I. I. *Fontanna bezpeka v naftohazoviy haluzi. Metodichni vkazivky do vyvchennya dystsypliny* [Blowout Safety in the Oil and Gas Industry: Methodical Guidelines]. Ivano-Frankivsk, IFTUNH Publ., 2017. 95 p.
- Kostryba I. V. *Fontanna bezpeka v naftohazoviy haluzi. Praktykum* [Blowout Safety in the Oil and Gas Industry: Practical Manual]. Ivano-Frankivsk, IFTUNH Publ., 2017. 70 p.
- Myslyuk M. A., Rybchych I. Y., Yaremichuk R. S. *Burinnya sverdlovyn u p'yaty tomakh. T. 5: Uskladnennya. Avariyyi. Ekolohiya* [Well Drilling in Five Volumes. Vol. 5: Complications, Accidents, Ecology]. Kyiv, Interpres LTD Publ., 2004. 376 p.
- Red'ka Ye. P., Ryzva K. S., Rymchuk D. V., Tul'ska A. H., Khrushchov D. Yu., Tsybul'ko S. V. *Fontanna ta hazova bezpeka v naftohazoviy haluzi: navch. posib* [Blowout and Gas Safety in the Oil and Gas Industry: Textbook]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2024. 276 p.
- SOU 09.1-300197750-245:2015. *Sverdlovyny na naftu i haz. Poperedzhennya hazonaftovodoprovyaviv i vidkrytykh fontaniv pid chas sporudzheniya i kapital'noho remontu sverdlovyn* [Standard of the Organisation of Ukraine 09.1-300197750-245:2015. Oil and Gas Wells. Prevention of Gas-Oil-Water Shows and Open Blowouts During Drilling and Workover]. Kyiv, PJSC "Ukrgezvydobuvannya" Publ., 2016. 88 p.
- SOU 09.1-30019775-224:2016. *Sverdlovyny na naftu i haz. Profilaktychna robota z poperedzhennya vynyknennya flyuyidoprovyaviv, vidkrytykh naftovykh i hazovykh fontaniv ta avariiv. Orhanizatsiya i metodyka provedennya* [Standard of the Organisation of Ukraine 09.1-30019775-224:2016. Oil and Gas Wells. Preventive Measures for Avoiding Fluid Shows, Open Oil and Gas Blowouts and Accidents. Organization and Methodology]. Kyiv, PJSC "Ukrgezvydobuvannya" Publ., 2016. 32 p.

Надійшло (received) 10.12.2025

## Відомості про авторів / About the Authors

**Римчук Данило Васильович (Rymchuk Danylo)** – кандидат технічних наук, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший викладач кафедри «Видобування нафти газу та конденсату»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1750-9140>; e-mail: [danilorymchuk@gmail.com](mailto:danilorymchuk@gmail.com)

**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)

**Мінчукова Наталія Федорівна (Minchukova Nataliia)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший викладач кафедри «Видобування нафти газу та конденсату»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-9307-1550>; e-mail: [minchukova@ukr.net](mailto:minchukova@ukr.net)

**Хрущов Данило Юрійович (Khrushchov Danylo)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», аспірант кафедри «Видобування нафти газу та конденсату»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-4153-9204>; e-mail: [danyakh@ukr.net](mailto:danyakh@ukr.net)