

## **ВПЛИВ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ НА ПОКАЗНИКИ БУРІННЯ**

*НТУ «Дніпровська політехніка»*

**Воробей Іван Сергійович**

**Науковий керівник: к.т.н., доц. Хоменко Володимир Львович**

Один з основних чинників, що забезпечують скорочення термінів будівництва свердловин, являється якість бурових розчинів, вживаних при проводці свердловин. Від якості і відповідності розчинів геолого-технічним умовам залежать швидкість буріння, запобігання аваріям і ускладненням, пов'язаним з прихватами і стійкістю стволів свердловин, зносостійкість бурового устаткування і інструменту, успішне цементування і, кінець кінцем, вартість будівництва свердловин, а також їх довговічність.

Підвищення техніко-економічних показників буріння газових свердловин значною мірою пов'язане з поліпшенням якості існуючих і створенням нових, досконаліших систем бурових розчинів.

Разом з розробкою бурових розчинів для проведення свердловин в складних геолого-технічних умовах, важливим завданням є створення систем розчинів, що забезпечують збільшення швидкостей проводки свердловин при мінімальних витратах матеріалів і хімічних реагентів для їх приготування і регулювання властивостей. До таких систем можуть бути віднесені розчини з малим вмістом твердої фази.

Разом із застосуванням високоякісних матеріалів для бурових розчинів важливою є технологія їх приготування, управління властивостями в процесі буріння і очищення.

Якість бурового розчину істотно впливає на швидкість і успіх буріння свердловини. Із збільшенням густини бурового розчину гідравлічні опори в циркуляційній системі свердловини зростають. Збільшення густини розчину супроводжується, як правило, зростанням його в'язкості, напруга зрушення, що призводить до зниження подачі рідини на забій і значно погіршує очищення забою і промивання ствола свердловини.

Із збільшенням густини бурового розчину темп руйнування породи знижується, в основному із-за зростання гідростатичного тиску стовпа бурового розчину на забій свердловини. У міру поглиблення свердловини гідростатичний тиск стовпа рідини на забій зростає. Для компенсації негативного впливу гідростатичного тиску на швидкість буріння доводиться збільшувати навантаження на долото.

Густина бурових розчинів нерозривно пов'язана з двома іншими його важливими показниками властивостей: в'язкістю і опором зсуву, які із зростанням густини збільшуються значно швидше.

В'язкість бурового розчину при бурінні робить вплив головним чином на якість очищення забою вибуреної породи. Чим вище в'язкість рідини, тим повільніше вона проникає в пори і тріщини забою, затримуючи вирівнювання

гідростатичного і пласта тисків, притискаючи вибурені частки до забою, перешкоджаючи їх швидкому зважуванню і видаленню.

Підвищення показника фільтрації бурового розчину позитивно позначається на ефективності розбурювання гірських порід. При підвищеному показнику фільтрації розчин швидше проникає в породу забою, знижуючи її міцність, а також швидше вирівнює внутрішньопоровий тиск в породі до гідростатичного тиску стовпа рідини.

В процесі буріння свердловини розчин безперервно збагачується дисперсними частками вибуреної породи, що призводить до інтенсивного зростання його структурно-механичних показників, зниження швидкості буріння, зносу гідравлічного устаткування, створюються умови для виникнення аварій і ускладнень в стволі свердловини. Зміст і склад твердої фази істотно впливають на показники буріння.

Зменшення змісту твердої фази в розчині на 1 % покращує показники роботи доліт на 7-10 %. Вплив на механічну швидкість проходки вмісту твердої фази в розчині наведено на рис. 1.

Зниження вмісту твердої фази з 36 до 4 % сприяє зростанню механічної швидкості буріння. При цьому зменшення кількості твердої фази в області високих її концентрацій, наприклад з 34 до 30 % призводить до збільшення механічної швидкості всього на 3 %, а зменшення в області нижчих концентрацій, наприклад з 12 до 8 % забезпечує приріст механічної швидкості буріння на 9 %. Ця тенденція посилюється у міру подальшого зменшення вмісту твердої фази в розчині. Така залежність пояснюється тим, що при високих концентраціях твердої фази на механічну швидкість буріння додатковий негативний вплив чинить густина бурового розчину, що призводить до збільшення тиску на забій свердловини, скупченню в результаті цього на забої шламу і утворенню так званої подушки.

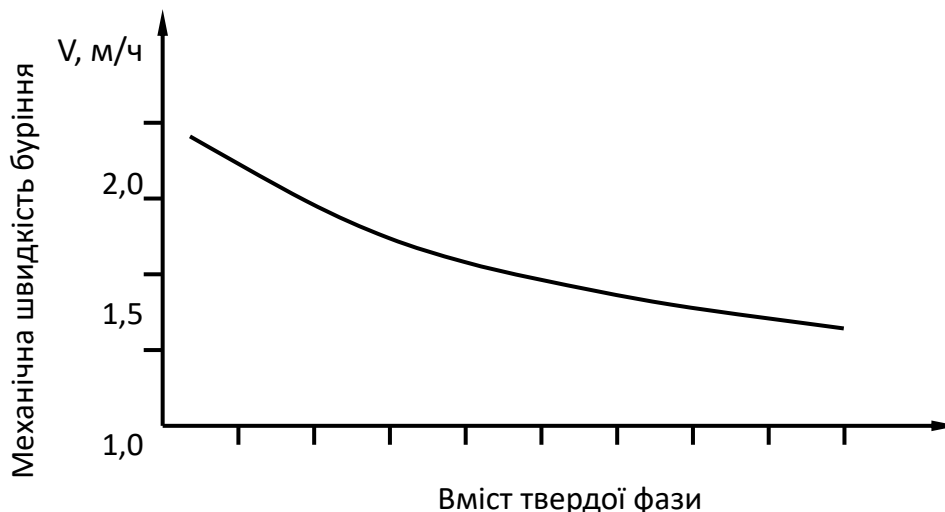


Рис. 1. Вплив вмісту твердої фази в промивальній рідині на механічну швидкість буріння

Зміна показників буріння залежно від концентрації твердої фази в межах 1-15 %, коли негативний вплив густина бурового розчину менш відчутно. На рис. 2 приведені залежності проходки на долота, їх витрати і загальної тривалості буріння свердловини від кількості в розчині твердої фази.

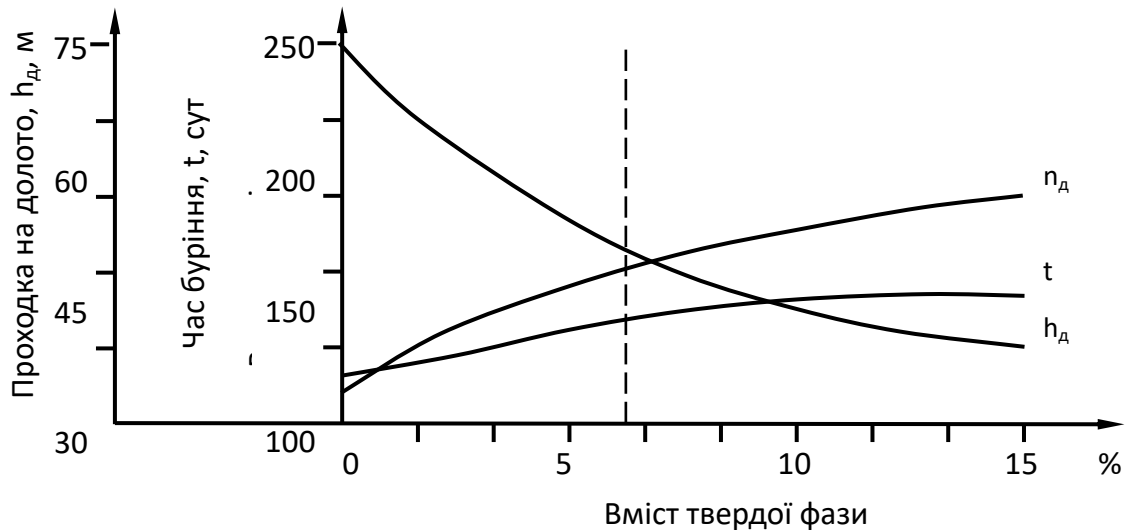


Рис. 2. Вплив вмісту твердої фази в промивальній рідині на показники буріння

Характер приведених кривих показує, що перераховані показники покращуються із зменшенням вмісту твердої фази в розчині. Пунктирна пряма, паралельна осі ординат, відсікає область показників буріння при вмісті в розчині 6 % твердої фази. Це статистично встановлена її кількість, яка прийнята як максимально допустима, що забезпечує високі показники буріння.

Застосування бурових розчинів з малим вмістом твердої фази зумовлює необхідність використання відповідні системи очищення розчину від вибуреної породи. Інакше, незважаючи на флокулюючу дію полімерних реагентів, не буде виключено збагачення бурових розчинів вибуреною породою, що значно понизить їх ефективність. Збільшення вмісту твердої фази в буровому розчині на 1 % знижує механічну швидкість буріння на 5-10 %.

### Перелік посилань

1. Pashchenko O., Korovyaka E., Khomenko V. Determination of drilling technological modes. Proceedings of the International Conference on Integrated Innovative Development of Zarafshan Region: Achievements, Challenges and Prospects (27-28 October, 2022. Navoi, Uzbekistan). Volume I. – 191-194 pp. [http://idz.ndki.uz/wp-content/uploads/2022/11/Volume-I\\_compressed.pdf](http://idz.ndki.uz/wp-content/uploads/2022/11/Volume-I_compressed.pdf)