

## ОСОБЛИВОСТІ КОЛЬМАТАЦІЇ ПРИСВЕРДЛОВИННОЇ ЗОНИ ПРИ БУРІННІ НА ВОДУ

*НТУ «Дніпровська політехніка»*

**Геровський Владислав Ігорович**

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

Обертальне буріння, як правило, ведеться з промиванням буровими розчинами. Їх використання дозволяє запобігати аваріям та ускладненням, викликаним нестійкістю стінок свердловин. Для цього пред'являють дві основні вимоги:

1 Рецептuru розчину повинна відповідати породам того типу, що є у розрізі даної конкретної свердловини;

2. Розчин повинен забезпечувати гідростатичний тиск, що перевищує пластовий тиск.

Виконання першої вимоги [1] характеризується певним поєднанням вимірюваних якісних параметрів розчину, що включають водовіддачу, в'язкість, статичну та динамічну напругу зсуву та ряд інших. Це поєднання забезпечується додаванням до розчину заданого процентного вмісту певних хімічних реагентів. Реагенти додають в основу водний розчин деякої досить доступної породи. Найчастіше такою породою є глина – широко поширений матеріал, що має в силу своєї структури унікальну властивість – здатність утворювати колоїдні розчини. Нерідко ця здатність може бути достатньою для підтримки стійкості свердловини та без додавання реагентів.

Виконання другої вимоги має не менше значення. При бурінні неглибоких свердловин воно забезпечує стійкість навіть за промивання «чистої» – тобто. без будь-яких добавок – водою [2].

Ця вимога описується формулою

$$\gamma_M H_A = \alpha \gamma_W H_S \quad (1),$$

$\gamma_M$  і  $\gamma_W$  – питомі ваги розчину та пластової води;  $H_A$  і  $H_S$  – глибина пласта та його статичний натиск;  $\alpha$  – коефіцієнт запасу.

У лівій частині рівняння – гідростатичний тиск розчину на рівні покрівлі пласта, у правій частині – пластовий тиск.

При  $\alpha < 1$  має депресія на пласт і вода з нього надходить в свердловину. Разом із водою виноситься пластовий матеріал. У нестійких породах відбувається обвалення стін свердловини із загрозою прихватів.

При  $\alpha > 1$  має місце репресія, пласт надходить промивна рідина. Частинки твердої фази розчину забивають пори породи, знижуючи її проникність. Йде процес кольматації

При  $\alpha = 1$  рідина не рухається в жодну зі сторін. Однак ця рівновага нестійка, оскільки в рівнянні (1) враховуються лише гідростатичні складові та не враховуються гідродинамічні складові. Так, якщо рівновага  $\alpha = 1$  має місце за відсутності руху рідини (наприклад при нарощуванні бурильної колони), то при відновленні промивання виникне додатковий тиск необхідний для

забезпечення її руху, Це призведе до варіанту  $\alpha > 1$ , тобто уходу частини промивної рідини в пласт та його кольматації. Навпаки, коли варіант  $\alpha = 1$  мав місце в ході буріння з промиванням, при зупинці промивання виникне варіант  $\alpha < 1$  з загрозою обвалення стінок.

Оскільки в процесі буріння варіант  $\alpha < 1$  загрожує аварійністю, приймається його мінімально допустиме значення  $\alpha_{MIN} = 1.1$ . Це означає, що при бурінні з промиванням буровими розчинами певна кольматація продуктивного пласта допускається як технологічно необхідна.

Рисунок 1 демонструє той факт, що кольматація неоднорідна. При викликаному репресією відході бурового розчину в пласт, що проникається, виникають 3 зони кольматації.

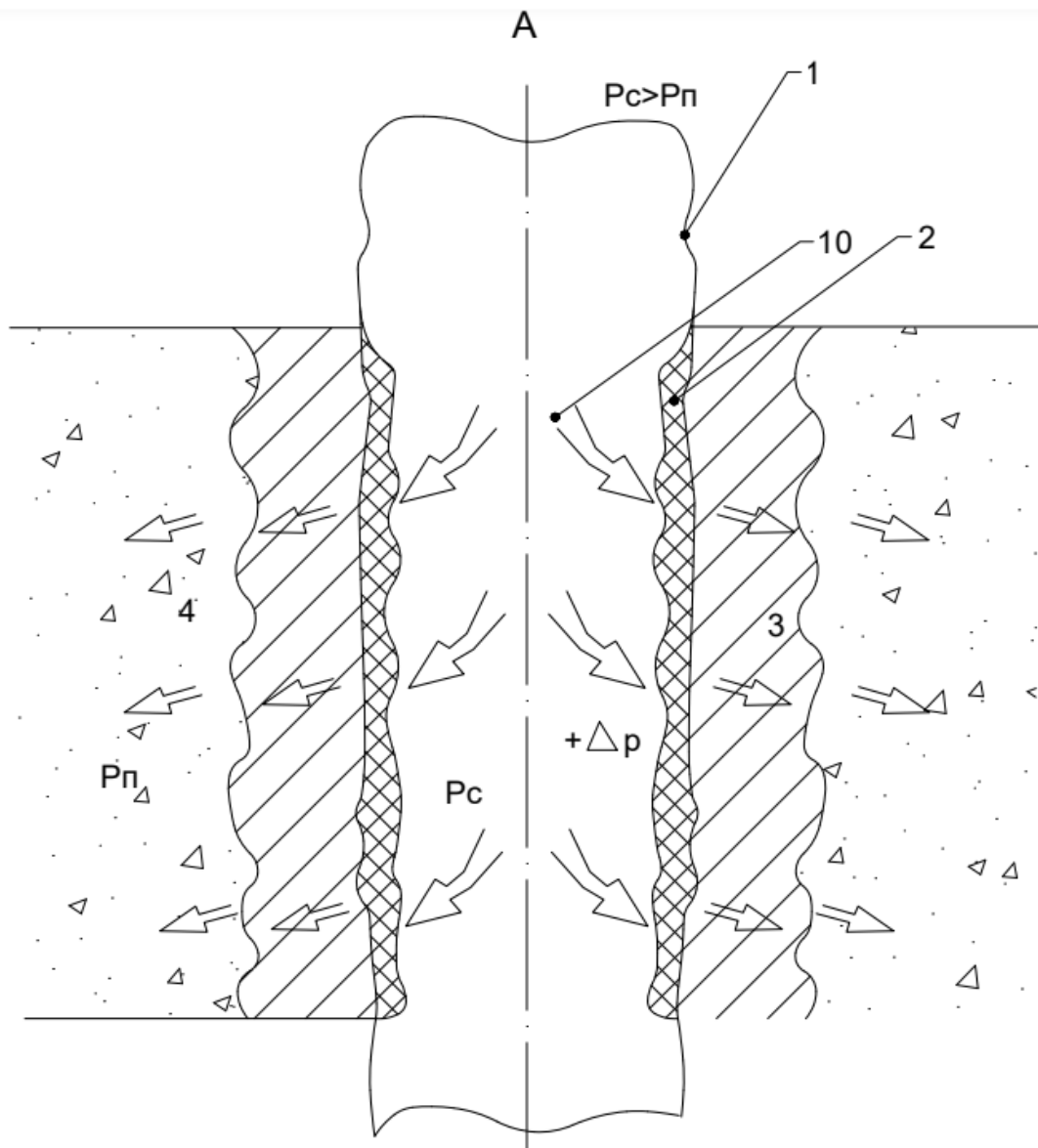


Рис. 1. Зони кольматації водоносного пласта

**Фільтраційна кірка.** Частинки твердої фази розчину, розміри яких перевищують розміри пір водоносного пласта залишаються на стінках

свердловини, утворюючи кірку 2. Ця кірка в міру її нарощування являє все більший опір уходу рідини. Ступінь впливу кірки залежить від якості твердої фази розчину. Шкірка може бути пухкою та товстою – вплив мінімальний: розчин продовжує йти, а його великі частки осідати на стінках. Корка може бути щільною та тонкою – вплив максимальний. внаслідок малого розміру твердих частинок та їх щільного прилягання один до одного, кірка через деякий час повністю зупиняє поглинання не встигнувши досягти значної товщини. Здатність кірки блокувати поглинання характеризується таким параметром, що вимірюється, як водовіддача розчину. Для її зниження використовують спеціальні бентонітові глини, а також низку хімічних реагентів.

**Гелевий прошарок.** Дрібні частинки твердої фази, здатні проникати через пори водоносної породи у вигляді фільтрованої кіркою розчину заходять у свердловину зону на певну відстань від свердловини. Воно тим більше, чим вища репресія, нижча в'язкість розчину, більші пори породи і слабші блокуючі властивості фільтраційної кірки. Досягши граничної глибини, цей розчин перестає переміщатися. За відсутності руху розчин, що володіє колоїдними властивостями, переходить зі стану рідини в стан драглистого твердого тіла, званого гелем (3 – на малюнку). Частинки твердої фази розчину при контакті з пластовою водою набухають, об'єм гелю збільшується і через деякий час свердловина зона водоносного пласта може стати практично непроникною.

**Водна фаза.** Вода, на якій заміщується буровий розчин – його фільтрат, внаслідок своєї малої в'язкості проникає у продуктивний горизонт найбільш глибоко та визначає зовнішню межу кольматації. Залежно від проникності пласта вона може бути від кількох сантиметрів до метрів. Фільтрат при обробці розчину різними реагентами може містити розчиненому вигляді речовини, що вступають в реакцію з пластовими водами. При цьому можуть випадати нерозчинні опади, здатні блокувати пори проникного пласта (зона 4 хімічної кольматації).

До розташованих послідовно вздовж радіусу свердловини трьом зонам кольматації продуктивного пласта додається ще й кольматація самого фільтра, отвори в якому можуть "замазуватися" при контакті з фільтраційною кіркою і викликати помітне зниження дебіту свердловини.

### **Перелік посилань**

1. Biletskiy, M.T., Ratov, B.T., Khomenko, V.L., Borash, B.R., & Borash, A.R. (2022). Increasing the Mangystau peninsula underground water reserves utilization coefficient by establishing the most effective method of drilling water supply wells. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences, 2022(5), 51-62. [https://doi.org/10.32014/2518-170X\\_2022\\_5\\_455\\_51-62](https://doi.org/10.32014/2518-170X_2022_5_455_51-62).

2. 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).