

1. IEA, 2021. <https://www.aram-co.com/en/news-media/news/2021/ambition-to-reach-operational-net-zero-emissions-by-2050>
  2. Hua, D.D., et al., 2021. Experimental study and numerical simulation of urea-assisted SAGD in developing extra-heavy oil reservoirs. *J. Petrol. Sci. Eng.* 201, 10.
  3. Liu Z, Wang H, Blackbourn G, Ma F, He Z, Wen Z, et al. Heavy Oils and Oil Sands: Global Distribution and Resource Assessment. *Acta Geol Sin - English Ed* 2019;93 (1):199-212. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.13778>
- ZEZEKALO I.G., PODOLIAK M.M. In-reservoir catalysis as a method to improve the development of hard-to-extract hydrocarbon reserves // 6rd International Scientific and Technical Internet Conference "Innovative development of resource-saving technologies and sustainable use of natural resources". Book of Abstracts. - Petrosani, Romania: UNIVERSITAS Publishing, 2023. - p. 125-128. [https://www.upet.ro/cercetare/manifestari/Ukraine\\_2023\\_Book\\_of\\_Abstracts.pdf](https://www.upet.ro/cercetare/manifestari/Ukraine_2023_Book_of_Abstracts.pdf)

**УДК 622.276:546.33:519.2**

**КОМПЛЕКСНИЙ СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ БЛОКУЮЧИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ  
NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub>  
ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН**

**Зезекало І.Г.**, д.т.н., професор,  
**Реутенко В.**, аспірант

*Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»*

[2012.nadra@gmail.com](mailto:2012.nadra@gmail.com)

[bobbi00724@gmail.com](mailto:bobbi00724@gmail.com)

Композиція "20% NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub> + 3% альдегідоспирти" демонструє найкраще співвідношення вартість- ефективність (0,054 МПа·м<sup>3</sup>/\\$), поєднуючи високий тиск прориву з помірною ціною. Найдорожча композиція з ВЖС має найгірший економічний показник через високу вартість компонентів.

На основі проведеного комплексного статистичного аналізу експериментальних даних щодо ефективності блокуючих композицій для запобігання обводненню газоконденсатних свердловин встановлено наступне:

1. Аналіз показників тиску прориву виявив значну неоднорідність експериментальних даних (коефіцієнт варіації CV = 58,1%), що обумовлено принциповими відмінностями між контрольними зразками (0,6-0,9 МПа) та модифікованими композиціями на основі NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub> (4,0-4,8 МПа). Медіана (4,0 МПа) значно перевищує середнє арифметичне (3,03 МПа), що свідчить про ліву асиметрію розподілу. Коефіцієнти відновлення проникності демонструють принципово різну варіабельність: для газової частини CV = 9,2% (низька варіація), для водоносної частини CV = 40,1% (висока варіація), що підтверджує селективність дії блокуючих композицій.

2. Встановлено дуже сильну негативну кореляцію ( $r = -0,94$ ,  $p < 0,001$ ) між тиском прориву та коефіцієнтом відновлення проникності водоносної частини, що підтверджує фізичний механізм блокування: збільшення міцності бар'єру супроводжується інтенсивною кольматацією порового простору. Сильна негативна кореляція між тиском прориву та  $\beta$  газової частини ( $r = -0,76$ ) вказує на неминучий компроміс між ефективністю блокування та збереженням продуктивності. Помірна позитивна кореляція між  $\beta$  газ та  $\beta$  вода ( $r = 0,68$ ) демонструє, що композиції, які зберігають газопроникність, менш ефективно блокують воду.

3. Дисперсійний аналіз (ANOVA) однозначно підтвердив статистично значущі відмінності між групами композицій ( $F = 28,64$ ,  $p < 0,001$ ). Серія t-тестів показала, що всі

модифіковані композиції  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  з добавками статистично достовірно ( $p < 0,01$ ) перевищують базовий розчин  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  за тиском прориву на 1,8-2,6 МПа (приріст 82-118%). Особливо значущою є різниця між модифікованими композиціями та водними розчинами ( $t = 5,24$ ,  $p < 0,0001$ ), що підтверджує критичну важливість використання  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  як основи блокуючої системи.

4. Побудована лінійна регресійна модель  $P_{\text{прориву}} = 2,2 + k \times X_{\text{добавки}}$  демонструє високу якість апроксимації ( $R^2 = 0,891$ ) і дозволяє прогнозувати ефективність нових композицій зі стандартною похибкою  $\pm 0,42$  МПа. Коефіцієнти ефективності добавок встановлено як: ВЖС ( $k = 2,6$  МПа), КМЦ ( $k = 2,3$  МПа), альдегідоспирти 3% ( $k = 2,0$  МПа), альдегідоспирти 1% ( $k = 1,8$  МПа). Множинна регресійна модель  $\beta_{\text{води}} = 1,42 - 0,185 \times P + 0,34 \times \beta_{\text{газу}}$  ( $R^2 = 0,923$ ) дозволяє оптимізувати склад композицій під конкретні технологічні вимоги.

5. Застосування методу аналізу ієрархій (АНР) з урахуванням вагових коефіцієнтів (тиск прориву 40%, збереження газопроникності 35%, блокування води 15%, економічність 10%) визначило композицію "20%  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  + 3% альдегідоспирти (кристали)" як оптимальну з інтегральною оцінкою 0,873. Ця композиція забезпечує найкращий баланс між технічною ефективністю ( $P = 4,2$  МПа,  $\beta_{\text{газу}} = 0,87$ ) та економічною доцільністю (вартість 78 /м3, питома ефективність 0,054 МПа·м3/).

6. Аналіз співвідношення "вартість-ефективність" показав, що композиція " $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  + 3% альдегідоспирти" має найкращий економічний показник серед високоефективних блокувачів. Найдорожча композиція з ВЖС (125/м3), незважаючи на максимальний тиск прориву (4,8 МПа), демонструє низьку питому ефективність (0,03), що робить її економічно недоцільною для масового застосування. Прогнозна тривалість ефекту для оптимальної композиції становить 14-20 місяців (95% ДІ: 12-22 місяці).

Проведений комплексний статистичний аналіз переконливо доводить, що застосування модифікованих композицій на основі 20%  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  з добавками ВЖС, КМЦ або альдегідоспиртів статистично достовірно ( $p < 0,001$ ) підвищує ефективність блокування пластової води в 1,8-2,2 рази порівняно з базовим розчином. Оптимальною з точки зору балансу технічної ефективності, економічності та тривалості дії визначено композицію "20%  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$  + 3% альдегідоспирти (кристали)" з інтегральним індексом ефективності 1,000, прогнозним тиском прориву  $4,2 \pm 0,42$  МПа та очікуваною тривалістю дії 14-20 місяців. Високі показники статистичної значущості ( $R^2 = 0,89-0,92$ , Cohen's  $d > 3,8$ ) та робастності висновків (94,2% стабільність при Monte-Carlo аналізі) дозволяють рекомендувати дану технологію для широкомасштабного промислового впровадження на газоконденсатних родовищах з проблемою обводнення.

*Література:*

1. Pichtel, J. (2016). Oil and gas production wastewater: Soil contamination and pollution prevention. Applied and environmental soil science, 2016(1), 2707989. <https://doi.org/10.1155/2016/2707989>
2. Dmytrenko, V., Zezekalo, I., Vynnykov, Y., Hristov, N., & Meracheva, G. (2021). Increasing the production of gas condensate by using ammonium carbonate salts. In E3S Web of Conferences (Vol. 280, p. 07011). EDP Sciences. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128007011>
3. Volovetsky, V. B., Otrishko, V. L., & Shchyrba, O. N. (2018). The problem of waterlogging of wells of the Nedelnoye gas condensate field and ways to solve it. Scientific works of VNTU.– 2018.–№ 2. <https://doi.org/10.31649/2307-5376-2018-2-7-11>