

Статья поступила в редакцию: 12.08.2026

Статья принята к публикации: 03.09.2026

Статья опубликована: 28.09.2026

УДК 622.279+622.24

DOI: 10.32743/UniTech.2026.150.9.23378

Восстановление продуктивности газовых скважин на поздней стадии разработки после солянокислотной обработки неоднородной прискважинной зоны

Саматов Шерзод Шавкатович

базовый докторант

Каршинский государственный технический университет

Республика Узбекистан, г. Карши

ORCID: 0009-0007-2995-6478

E-mail: sh.sh.samatov@gmail.com

Хушвактов Гайрат Абдираимович

базовый докторант

Каршинский государственный технический университет

Республика Узбекистан, г. Карши

Productivity recovery of gas wells at the late stage of development after hydrochloric acid treatment of a heterogeneous near-wellbore zone

Samatov Sherzod Shavkatovich

Doctoral Candidate Karshi State Technical University

Republic of Uzbekistan, Karshi

Khushvaktov Gayrat Abdiraimovich

Doctoral Candidate Karshi State Technical University

Republic of Uzbekistan, Karshi

Аннотация

Предложен расчетный подход к оценке восстановления продуктивности газовых скважин на поздней стадии разработки после солянокислотной обработки неоднородной прискважинной зоны карбонатного коллектора. Прискважинная область представлена тремя концентрическими зонами с различной проницаемостью. Неоднородность оценивается коэффициентом вариации, а эффективность воздействия – изменением эквивалентного скин-фактора и нормированной продуктивности. Расчеты выполнены для трех уровней неоднородности. Установлено, что увеличение коэффициента вариации от 0,23 до 0,75 сопровождается снижением исходной нормированной продуктивности с 0,680 до 0,302. После кислотного воздействия продуктивность увеличивается в 1,61-3,16 раза. При высокой

Библиографическое описание: Саматов Ш.Ш., Хушвактов Г.А. Восстановление продуктивности газовых скважин на поздней стадии разработки после солянокислотной обработки неоднородной прискважинной зоны // Universum: технические науки : электрон. научн. журн. 2026. 9(150). URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/23378>

неоднородности, несмотря на максимальный относительный прирост, нормированная продуктивность достигает лишь 0,953, что указывает на неполное устранение фильтрационного сопротивления. Полученные результаты подтверждают необходимость учета геологической неоднородности при скважинной зоне при выборе газовых скважин на поздней стадии разработки для кислотной стимуляции. Практическая значимость подхода заключается в возможности предварительного ранжирования низкодебитных газовых скважин по ожидаемой степени восстановления продуктивности и обоснования целесообразности кислотного воздействия в условиях снижения пластового давления. Это повышает обоснованность выбора технологического режима воздействия на поздней стадии разработки.

Abstract

A computational approach is proposed to evaluate the recovery of gas-well productivity at the late stage of field development after hydrochloric acid treatment of a heterogeneous near-wellbore zone in a carbonate reservoir. The near-wellbore region is represented by three concentric zones with different permeabilities. Heterogeneity is characterized by the coefficient of variation, while treatment efficiency is assessed through changes in the equivalent skin factor and normalized productivity. Calculations were performed for three levels of heterogeneity. It was established that an increase in the coefficient of variation from 0.23 to 0.75 is accompanied by a decrease in the initial normalized productivity from 0.680 to 0.302. After acid treatment, productivity increases by a factor of 1.61–3.16. Under conditions of high heterogeneity, despite the maximum relative increase, normalized productivity reaches only 0.953, indicating incomplete elimination of flow resistance. The obtained results confirm the need to account for the geological heterogeneity of the near-wellbore zone when selecting gas wells at the late stage of development for acid stimulation. The practical significance of the proposed approach lies in its ability to preliminarily rank low-rate gas wells according to the expected degree of productivity recovery and to justify the feasibility of acid treatment under conditions of declining reservoir pressure. This improves the justification for selecting the appropriate treatment regime at the late stage of field development.

Ключевые слова: газовая скважина, поздняя стадия разработки, карбонатный коллектор, прискважинная зона, солянокислотная обработка, скин-фактор, неоднородность.

Keywords: gas well, late-stage development, carbonate reservoir, near-wellbore zone, hydrochloric acid treatment, skin factor, heterogeneity.

Введение

На поздней стадии разработки газовых месторождений падение пластового давления приводит к тому, что состояние прискважинной зоны (ПЗП) начинает играть доминирующую роль в обеспечении продуктивности скважин. Как отмечают Reis и Carvalho, в истощенных коллекторах даже незначительные изменения на поровом уровне создают высокое дополнительное сопротивление [8], а Zhang L. с соавторами подчеркивают необходимость адаптации уравнений продуктивности к условиям сниженного давления [9]. В карбонатных

коллекторах ситуация осложняется кольматацией пор, изменением фазовой подвижности и выраженной геологической неоднородностью, что требует применения методов интенсификации притока [1, 2].

Матричная солянокислотная обработка (СКО) является основным методом восстановления продуктивности, способствующим растворению матрицы и формированию высокопроводящих каналов (червоточин). Различные аспекты этого процесса, включая влияние на геомеханику и параметры червоточин, подробно рассмотрены в обзорах Alameedy [1], Chen [2] и Lucas [7]. Моделирование формирования каналов, в том числе с использованием метода фазового поля (Fugui и др. [5]), показывает высокую зависимость результатов от структуры пустотного пространства. При этом наличие слоистой неоднородности и трещин, как установлено в работах dos Santos [3] и Li [6], приводит к преимущественному уходу кислоты в наиболее проницаемые интервалы. Для снижения этого эффекта применяются вязкие кислотные составы (Zhang и Xu [10]), однако проблема неравномерного охвата ПЗП остается актуальной.

Ранее авторами было проведено базовое моделирование кислотного воздействия для месторождений Матонат и Западный Крук [4], однако количественная взаимосвязь между уровнем геологической неоднородности и фактической степенью восстановления фильтрационных свойств оставалась недостаточно изученной. Научная проблема заключается в том, что традиционная оценка эффективности СКО опирается преимущественно на относительное увеличение дебита (кратность). Однако в условиях неоднородных карбонатных коллекторов этот показатель может давать искаженное представление о реальном снятии скин-эффекта.

Научная новизна работы заключается в разработке комплексного расчетного подхода, использующего совокупность показателей – коэффициента вариации проницаемости, эквивалентного скин-фактора и нормированной продуктивности, что позволяет дифференцировать относительный прирост дебита от фактического устранения фильтрационного сопротивления.

Цель работы – оценить влияние неоднородности прискважинной зоны на восстановление продуктивности газовой скважины после солянокислотной обработки на поздней стадии разработки.

Материалы и методы

Прискважинная область смоделирована тремя концентрическими зонами с границами 0,30; 0,70 и 1,50 м ($r_w = 0,10$ м, $r_e = 250$ м, фоновая проницаемость $k_r = 30$ мД). Проницаемость зон до обработки (мД): 10-14-18; 5-12-18; 2-8-20 (для трех уровней). После СКО: 45-40-35; 50-30-25; 60-20-18. Степень неоднородности оценивается коэффициентом вариации

$C_v = \sqrt{\frac{1}{n} \sum \left(\frac{k_i - k_r}{k_r} \right)^2}$. Эквивалентный скин-фактор многозонной ПЗП: $S = \sum \left(\frac{k_r}{k_i} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_i}{r_{i-1}} \right)$. Оценка базируется на нормированной продуктивности $J/J_0 = \ln(r_e/r_w) / [\ln(r_e/r_w) + S]$ и коэффициенте увеличения дебита $K_q = J_{\text{после}}/J_{\text{до}}$, где J и J_0 – текущая и условно ненарушенная продуктивность.

Результаты и обсуждение

Моделирование (Табл. 1) показывает, что рост неоднородности (C_v от 0,23 до 0,75) увеличивает начальный скин-фактор ($S_{до}$) с 3,67 до 18,09, снижая исходную продуктивность ($J_{до}/J_0$) с 0,680 до 0,302. Низкодебитные скважины крайне чувствительны к ухудшению ПЗП

Таблица 1.

Влияние неоднородности на восстановление продуктивности

Неоднородность	C_v	$S_{до}$	$S_{после}$	$J_{до}/J_0$	$J_{после}/J_0$	K_q
Низкая	0,23	3,67	-0,69	0,680	1,096	1,61
Средняя	0,46	7,27	-0,29	0,518	1,038	2,00
Высокая	0,75	18,09	0,38	0,302	0,953	3,16

После СКО фильтрационное сопротивление снижается. При $C_v = 0,23$ и 0,46 (низкая/средняя неоднородность) формируется зона с проводимостью выше исходной: $S_{после}$ принимает отрицательные значения (-0,69 и -0,29), а продуктивность превышает единицу (1,096 и 1,038), что означает успешную интенсификацию. Однако при высокой неоднородности ($C_v = 0,75$) $S_{после}$ снижается, но остается положительным (0,38).

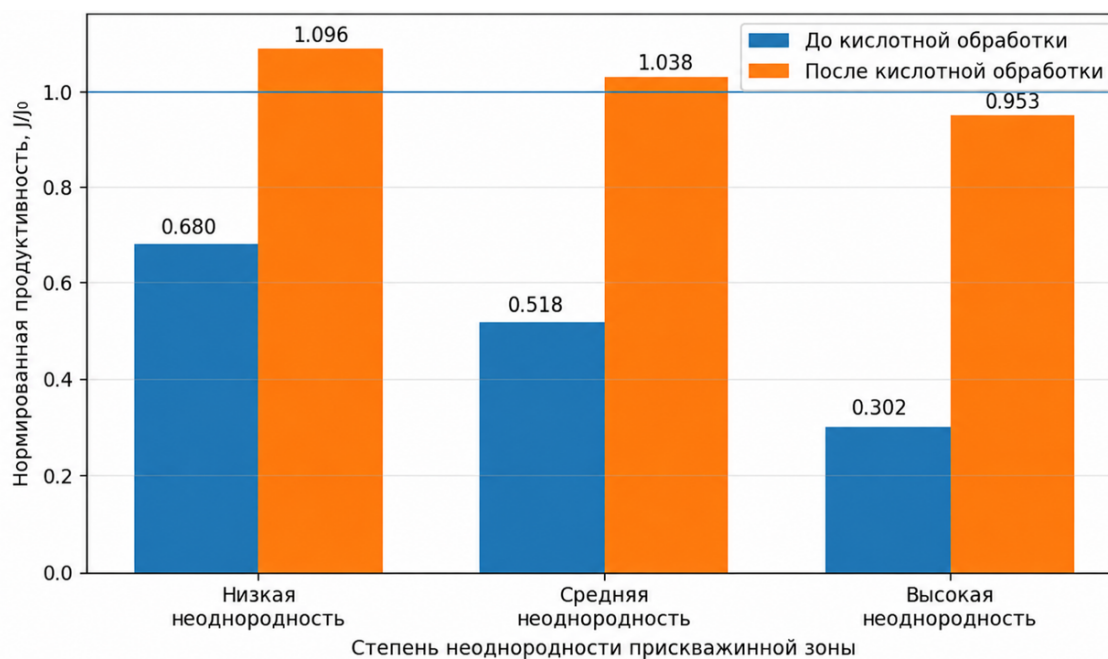


Рисунок 1. Нормированная продуктивность газовой скважины до и после кислотной обработки при различной неоднородности прискважинной зоны

Как видно из Рис. 1, именно здесь достигается максимальный $K_q = 3,16$ (против 1,61 при однородной среде), но нормированная продуктивность восстанавливается не полностью ($J_{после}/J_0 = 0,953$). Это согласуется с данными [3, 6], подтверждая, что при контрасте проницаемости зоны с высоким сопротивлением не охватываются кислотой. Таким образом, высокий относительный прирост K_q не гарантирует восстановления ПЗП. Эффективность СКО следует оценивать комплексно, сопоставляя ожидаемый коэффициент K_q и степень фактического восстановления $J_{после}/J_0$.

Заключение

1. Предложена модель оценки восстановления продуктивности газовой скважины после СКО с учетом многозонной неоднородности ПЗП.
2. Рост C_v от 0,23 до 0,75 снижает исходную нормированную продуктивность до 0,302.
3. Несмотря на максимальный прирост дебита (в 3,16 раза) при высокой неоднородности, продуктивность восстанавливается лишь до 0,953, что подтверждает неполный охват ПЗП.
4. Выбор скважин для стимуляции должен базироваться на комплексной оценке скин-фактора и геологической неоднородности.

Список литературы

1. Alameedy U., Fatah A., Abbas A.K., Al-Yaseri A. Matrix acidizing in carbonate rocks and the impact on geomechanical properties: a review // *Fuel*. – 2023. – Т. 349. – Art. 128586. – DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128586.
2. Chen X., Deng Z.-X., Liu P.-L., Du J., Zhang T.-Y., Xiong Y., Tang H.-M., Li W., Xiong Z.-L. A review of matrix acidizing for carbonate reservoirs // *Petroleum Science*. – 2026. – DOI: 10.1016/j.petsci.2026.06.016.
3. Dos Santos Y.R. P., Gomes I.F., Lima A., Rodrigues M.A. F. da Silva Filho E.D., Barbosa J.A., Antonino A.C. D., Duarte D.A., Antunes A.F. N.R. Acid-rock interaction investigation and the influence of fractures during matrix acidizing in carbonate rocks // *Petroleum*. – 2025. – Т. 11, № 4. – P. 475–495. – DOI: 10.1016/j.petlm.2025.06.001.
4. Ermatov N.X., Samatov Sh. Sh., Boyqobilova M.M., Axatova G.A. Karbonat kollektorlarga kislotali ishlov berishni modellastirish (Matonat va G'arbiy Kruk konlari misolida) // *Innovatsion texnologiyalar*. – 2025. – № 3 (59). – P. 7–15.
5. Furui K., Abe T., Watanabe T., Yoshioka K. Phase-field modeling of wormhole formation and growth in carbonate matrix acidizing // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Т. 209. – Art. 109866. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109866.
6. Li S., He Y., Cheng Q., Wu W., Yin N., Ren H., Chen C., Zhuo S., Long Y. Influence of heterogeneity on acidizing performance in multi-layered carbonate reservoirs // *Processes*. – 2025. – Т. 13, № 12. – Art. 3852. – DOI: 10.3390/pr13123852.
7. Lucas C.R. S., Neyra J.R., Araújo E.A. da Silva D.N. N., Lima M.A., Ribeiro D.A. M., Aum P.T. P. Carbonate acidizing – a review on influencing parameters of wormholes formation // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2023. – Т. 220. – Art. 111168. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111168.
8. Reis P.K. P., Carvalho M.S. Pore-scale analysis of gas injection in gas-condensate reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Т. 212. – Art. 110189. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110189.
9. Zhang L., Cheng S., Wu K. et al. A full-stage productivity equation for constant-volume gas reservoirs and its application // *Processes*. – 2024. – Т. 12, № 9. – Art. 1855. – DOI: 10.3390/pr12091855.

10. Zhang L., Xu H., Zhao K., Wang J., Jiang H. A study on effect analysis and process parameter optimization of viscous acid acidification in a porous heterogeneous carbonate reservoir // Processes. – 2024. – T. 12, № 7. – Art. 1443. – DOI: 10.3390/pr12071443.

References

1. Alameedy U., Fatah A., Abbas A.K., Al-Yaseri A. Matrix acidizing in carbonate rocks and the impact on geomechanical properties: A review. Fuel. 2023. Vol. 349. Article 128586. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128586.
2. Chen X., Deng Z.-X., Liu P.-L., Du J., Zhang T.-Y., Xiong Y., Tang H.-M., Li W., Xiong Z.-L. A review of matrix acidizing for carbonate reservoirs. Petroleum Science. 2026. In press. DOI: 10.1016/j.petsci.2026.06.016.
3. dos Santos Y.R.P., Gomes I.F., Lima A., Rodrigues M.A.F., da Silva Filho E.D., Barbosa J.A., Antonino A.C.D., Duarte D.A., Antunes A.F.N.R. dos Santos Y.R.P., Gomes I.F., Lima A., Rodrigues M.A.F., da Silva Filho E.D., Barbosa J.A., Antonino A.C.D., Duarte D.A., Antunes A.F.N.R. Acid-rock interaction investigation and the influence of fractures during matrix acidizing in carbonate rocks. Petroleum // Petroleum. – 2025. – Vol. 11, No. 4. – DOI: 10.1016/j.petlm.2025.06.001.
4. Ermatov N.X., Samatov Sh.Sh., Boyqobilova M.M., Axatova G.A. [Modeling acid stimulation of carbonate reservoirs (a case study of the Matonat and Western Kruk fields)] // Innovatsion texnologiyalar. – 2025. – No. 3 (59).
5. Furui K., Abe T., Watanabe T., Yoshioka K. Phase-field modeling of wormhole formation and growth in carbonate matrix acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 209. – Art. 109866. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109866.
6. Li S., He Y., Cheng Q., Wu W., Yin N., Ren H., Chen C., Zhuo S., Long Y. Influence of Heterogeneity on Acidizing Performance in Multi-Layered Carbonate Reservoirs. Processes. 2025. Vol. 13. No. 12. Article 3852. DOI: 10.3390/pr13123852.
7. Lucas C.R.S., Neyra J.R., Araújo E.A. da Silva D.N.N., Lima M.A., Ribeiro D.A.M., Aum P.T.P. Carbonate acidizing – A review on influencing parameters of wormholes formation // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2023. – Vol. 220. – Art. 111168. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111168.
8. Reis P.K.P., Carvalho M.S. Pore-scale analysis of gas injection in gas-condensate reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 212. – Art. 110189. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110189.
9. Zhang L., Cheng S., Wu K. et al. A Full-Stage Productivity Equation for Constant-Volume Gas Reservoirs and Its Application // Processes. – 2024. – Vol. 12, No. 9. – Art. 1855. – DOI: 10.3390/pr12091855.
10. Zhang L., Xu H., Zhao K., Wang J., Jiang H. A Study on Effect Analysis and Process Parameter Optimization of Viscous Acid Acidification in a Porous Heterogeneous Carbonate Reservoir. Processes. 2024. Vol. 12. No. 7. Article 1443. DOI: 10.3390/pr12071443.