

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВОДНОГО ФАКТОРА НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ З ГРАВІЙНИМ ФІЛЬТРОМ

Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матіішин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 4-21-95,  
e-mail: renger@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано основні причини руйнування привибійної зони пласта і винесення піску на поверхню. Показано, що однією із головних причин є надходження пластових вод у продуктивну частину покладу, що призводить до взаємодії водної фази з твердою породою. У результаті обводнення свердловин виникає різниця тисків, що призводить до просочування рідини крізь пори породи – фільтрації рідини через породу. Для оцінки впливу різних значень водного фактору на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні та свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі використано програму PipeSim. Показано вузловий аналіз роботи газової свердловини та наведено параметри стабільної роботи свердловини. Результати досліджень впливу водного фактору на продуктивну характеристику свердловин зображено у вигляді графічних залежностей дебітів газу та рідини і вибійного тиску від досліджуваного параметру. Для графічних залежностей дебітів газу від водного фактору підібрано рівняння з високими коефіцієнтами кореляції. Встановлено, що із збільшенням водного фактору вибійний тиск та дебіт рідини зростають, а продуктивність газових свердловин значно зменшується. На основі виконаних досліджень показано відносне зростання дебіту газу за зменшення водного фактору. Для свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні дебіт газу зменшується у 2,04 рази, а для свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі – у 1,33 рази. Продуктивність свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі за відсутності рідини у пластовій продукції у 1,86 рази перевищує продуктивність свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні, а за водного фактору 50 л/тис.м<sup>3</sup> – у 2,84 рази.

Ключові слова: продуктивність, дебіт газу, привибійна зона пласта, водний фактор, свердловина, вузловий аналіз, гравійний фільтр.

The main reasons for the destruction of the bottomhole formation zone and the carryover of sand to the surface are characterized. It is shown that one of the main reasons is the inflow of formation waters into the productive part of the reservoir, which leads to the interaction of the aqueous phase with solid rock. As a result of watering wells, a pressure difference arises, which leads to fluid leakage through the pores of the rock - fluid filtration through the rock. The PipeSim program was used to evaluate the impact of different water factor values on the productivity of a gas well with a gravel pack in a perforated production casing and a well with a gravel pack in an open hole. The nodal analysis of the well operation is shown and the parameters of stable operation of the well are given. The results of studies of the influence of the water factor on the productive characteristics of wells are shown in the form of graphical dependences of gas and liquid flow rates and bottomhole pressure on the studied parameter. For graphical dependences of gas flow rates on the water factor, an equation with high correlation coefficients was selected. It has been established that with an increase in the water factor, the bottomhole pressure and fluid flow rate increase, and the productivity of gas wells decreases significantly. Based on the studies performed, a relative increase in gas flow rate with a decrease in the water factor is shown. For a well with a gravel pack in a perforated production string, the gas flow rate decreases by 2.04 times, and for a well with a gravel pack in an open hole, by 1.33 times. The performance of a well with a gravel pack in an open hole in the absence of fluid in reservoir production is 1.86 times higher than the productivity of a well with a gravel pack in a perforated production string, and with a water factor of 50 l/th.m<sup>3</sup> – 2.84 times.

Key words: productivity, gas flow rate, bottomhole formation zone, water factor, well, nodal analysis, gravel pack.

### Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Слабозцементовані нестійкі пластиколектори зустрічаються практично у всіх основних нафтогазовидобувних регіонах світу. Такі родовища містять значну кількість видобувних запасів вуглеводнів, але з різних причин

не розробляються. Основними причинами, що перешкоджають уведенню у розробку цих родовищ, є руйнування привибійної зони пласта (ПЗП) [1].

Аналіз науково-технічної літератури свідчить, що процес руйнування привибійної зони пласта має складний характер і залежить від

багатьох чинників. Крім природних геологічних умов, ускладнення, пов'язані з піскопроявом, зумовлені технікою і технологією первинного і вторинного розкриття продуктивних відкладів, методами освоєння свердловин і характером їх експлуатації.

Одна з головних причин руйнування ПЗП і винесення піску на поверхню є надходження пластових вод у продуктивну частину покладу [2]. Обводнення вже на початковій стадії (при виникненні контакту «вода – порода») призводить до взаємодії водної фази з твердою породою. При цьому виникає різниця тисків, що призводить до просочування рідини крізь пори породи – фільтрація рідини через породи.

У процесі експлуатації свердловин пластова вода конусоподібно підтягується до фільтрової зони, надходячи у газонасичену товщину пласта, і обводнює його. Вода вимиває зв'язуючі глинисті частини, внаслідок чого дебіт газових свердловин суттєво знижується через інтенсивне руйнування ПЗП.

Обводнення свердловин відбувається по окремих, найбільш проникних прошарках продуктивного пласта через нерівномірне вироблення шарово-неоднорідних продуктивних пластів.

Інтенсивне винесення твердої фази із пласта призводить до абразивного зношування підземного і наземного обладнання свердловин, порушення стійкості і обвалювання порід у привибійній зоні, прихоплення насосно-компресорних труб, забивання піском піднімальних і хвостових труб, перевідників та іншого устаткування і утворення піщаних корків на вибоях, що, у свою чергу, призводить до зниження продуктивності свердловини, аж до її повного зупинення [3, 4]. У зв'язку з цим виникає інтерес до економічно ефективних методів запобігання винесенню піску із свердловин шляхом ремонту і проведення спеціальних заходів.

Найбільш простими і доступними методами запобігання надходженню піску із пласта в свердловину є механічні, які набули найбільшого поширення. До них відносять технологічні процеси обладнання свердловин різними протипіщаними фільтрами або утворення фільтрів на вибої намиванням фільтруючих матеріалів [4, 5].

Розміри щілин фільтра вибирають такими, щоб повністю запобігти винесенню піску при допустимій продуктивності свердловини. Ця задача розв'язується шляхом вибору оптимального співвідношення розмірів щілин і піску.

У промисловій практиці для боротьби з винесенням піску із пласта у свердловину широко застосування отримали гравійно-намивні фільтри. Такий фільтр являє собою щільний фільтр-каркас, кільцевий простір між яким і стінкою свердловини, заповнений гравієм [5].

Довжину фільтра-каркаса визначають за умови перекриття ним всього інтервалу продуктивної частини пласта-колектора. Залежно від геолого-технічних умов гравійно-намивні фільтри встановлюють у відкритому стовбурі, перфорованій частині обсадної колони або в розширеній привибійній зоні [4].

Намивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність привибійної зони дає змогу розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і, як наслідок, більш високу продуктивність порівняно із внутрішньоколонними гравійними фільтрами або кріпленням привибійної зони хімічними реагентами [5].

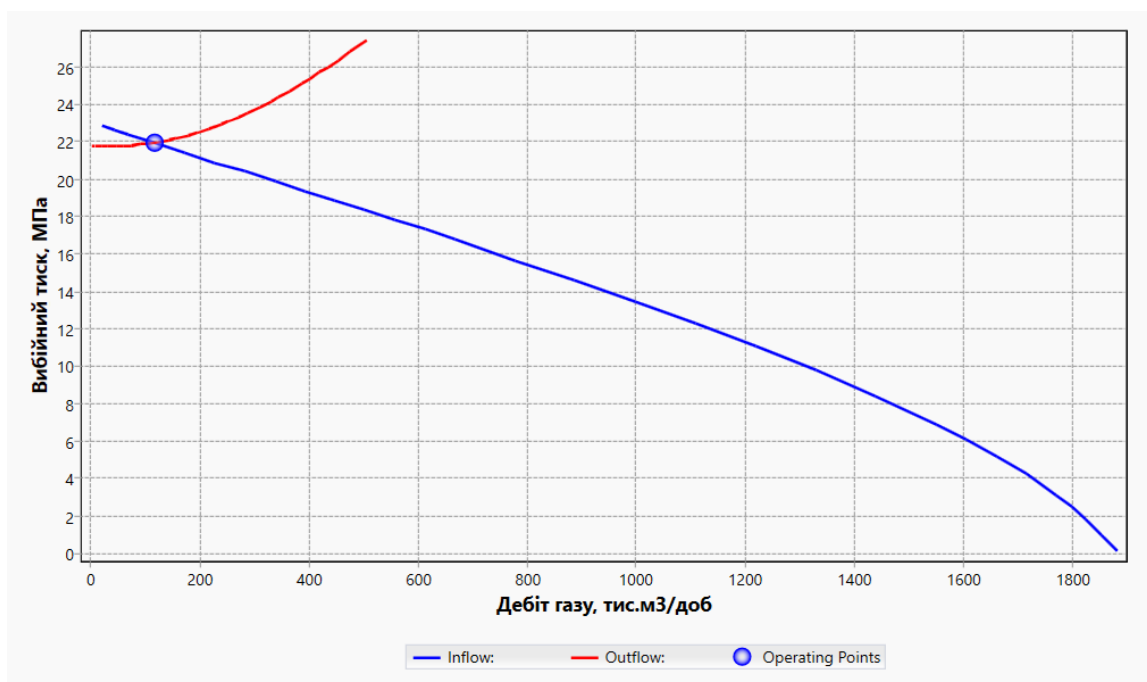
Найбільш ефективним і перспективним механічним способом запобігання піскопрояву є створення гравійних фільтрів у процесі закінчення свердловин бурінням [6].

Гравійні фільтри можуть ефективно працювати тільки у випадку правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію (крупнозернистого піску) з урахуванням гранулометричного складу пластового піску.

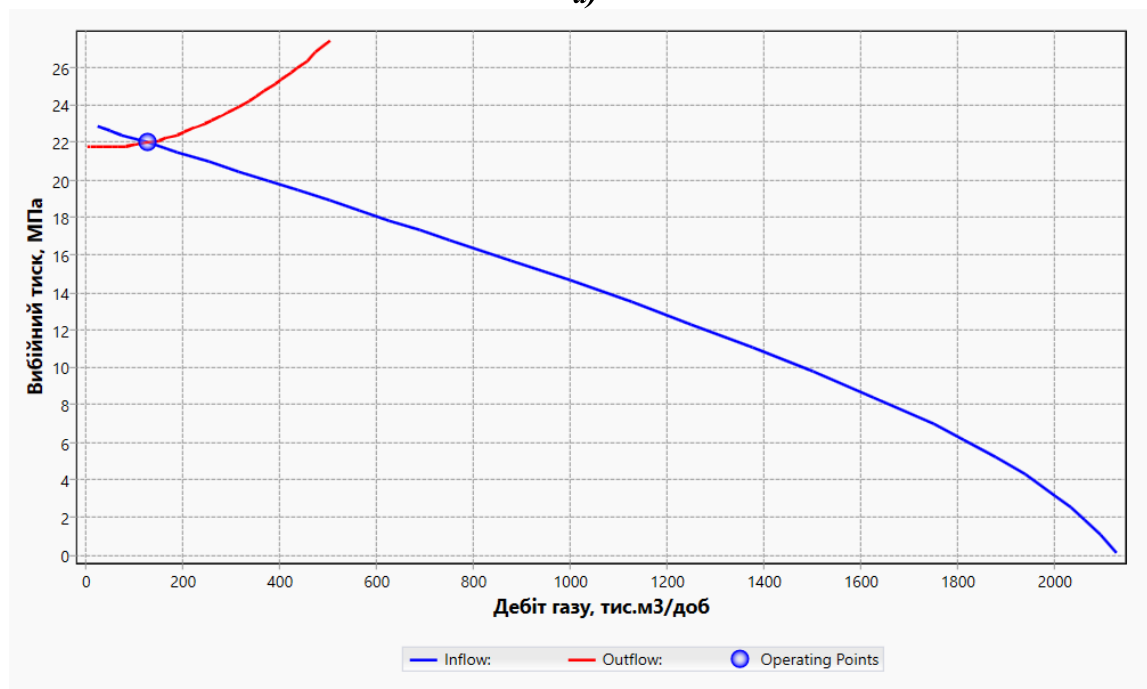
Однією з причин недостатньої ефективності гравійних фільтрів є необґрунтований вибір параметрів гравійної набивки і надходження пластових вод у продуктивну частину покладу. У науково-технічній літературі відсутні дослідження впливу водного фактора на продуктивну характеристику свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі і перфорованій експлуатаційній колоні, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

### Методика досліджень і вихідні дані

Для оцінки впливу значення водного фактору на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні та свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі використано програмний комплекс PipeSim. Дослідження виконано для таких параметрів свердловин: радіус початкового контуру газоносності – 500 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,132 м; коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД; проникність гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні – 175 мД [7]; діаметри фільтра-каркасу – 0,0603 м



а)



б)

**Рисунок 1 – Вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колонії для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073 м (б) за кількості перфораційних каналів 20 на один метр розкритої товщини пласта та їх діаметру 11 мм**

та 0,073 м; проникність гравійного фільтра у відкритому стовбурі – 281 мД [8].

Дослідження проведено для різних значень водного фактора (0; 5; 10; 20; 30; 40 та 50 л/тис.м<sup>3</sup>). Результати досліджень зображено у вигляді графічних залежностей дебіту рідини, вибієного тиску та дебіту газу від досліджуваних параметрів.

#### **Вплив водного фактора на продуктивність свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колонії**

На рисунку 1 зображено вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колонії для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м за кількості перфораційних каналів 20 на один

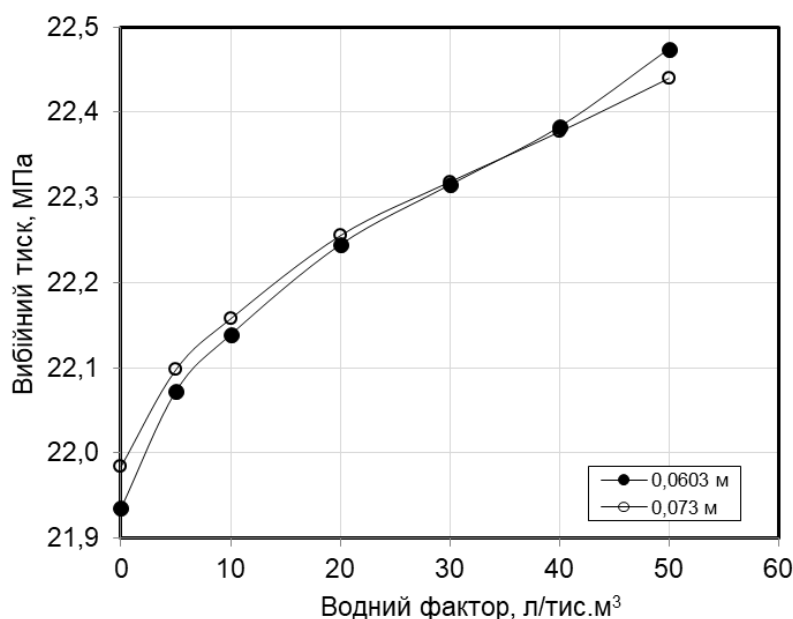


Рисунок 2 – Залежності вибійного тиску від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м

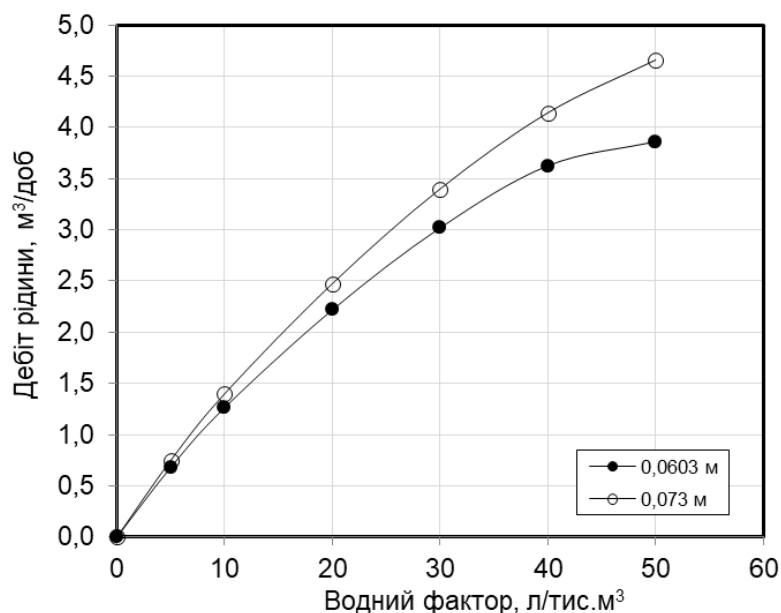


Рисунок 3 – Залежності дебіту рідини від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м

метр розкритої товщини пласта та їх діаметру 11 мм.

Залежності рисунку 1 показують умови стабільної роботи свердловини, які досягаються за таких параметрів її роботи: для діаметру фільтра-каркасу – 0,0603 м дебіт газу становить 116,13 тис.м³/доб, вибійний тиск – 21,94 МПа, а для діаметру фільтра-каркасу 0,073 м дебіт газу дорівнює 125,44 тис.м³/доб, вибійний тиск – 21,98 МПа. За зміни діаметра-фільтра каркасу з 0,0603 м на 0,073 м дебіт газу зростає на 9,31 тис.м³/доб, а значення вибійного тиску фактично не змінюється.

На рисунку 2 наведено залежності вибійного тиску від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м, а на рисунку 3 – залежності дебіту рідини від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

Аналіз залежностей рисунку 2 показує зростання вибійного тиску із збільшенням водного фактора. За різних діаметрів фільтра-каркасу вибійний тиск змінюється з 21,94 МПа за водного фактора 0 л/тис.м³ до 22,47 МПа за водного фактора 50 л/тис.м³ для діаметра фільтра-

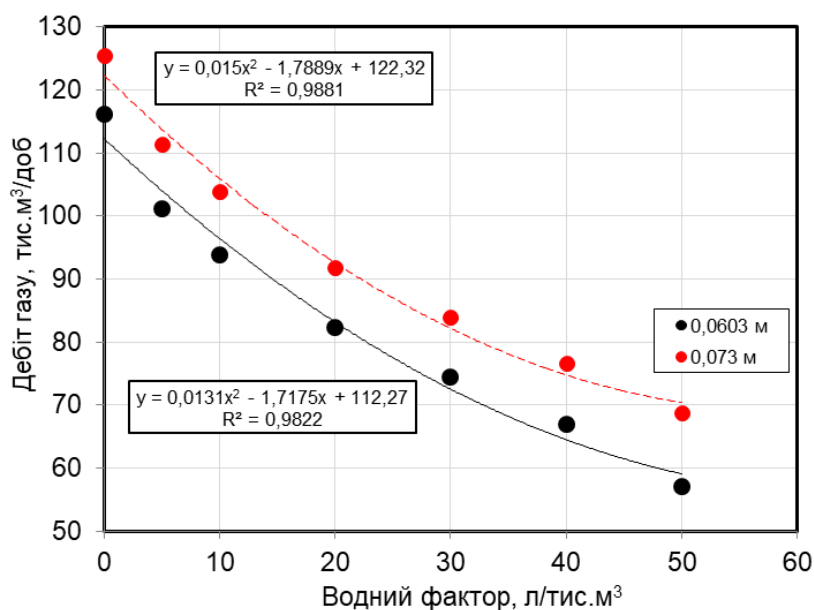


Рисунок 4 – Залежності дебіту газу від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м

каркасу 0,0603 м та з 21,98 МПа до 22,44 МПа для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

Дебіт рідини зростає із збільшенням водного фактора (рис. 3). За водного фактора 10 л/тис.м<sup>3</sup> дебіт рідини становить 1,26 м<sup>3</sup>/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 1,40 м<sup>3</sup>/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м, а за водного фактора 50 л/тис.м<sup>3</sup> дебіт рідини дорівнює 3,86 м<sup>3</sup>/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 4,66 м<sup>3</sup>/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

На рисунку 4 показано залежності дебіту газу від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

Залежності рисунку 4 описуються квадратичними рівняннями з коефіцієнтами кореляції, які змінюються від 0,9822 до 0,9881. Як бачимо із даної залежності, зі збільшенням водного фактора дебіту газу зменшується. За відсутності рідини у пластовій продукції дебіт газу становить 116,13 тис.м<sup>3</sup>/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 125,44 тис.м<sup>3</sup>/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

При зміні водного фактора від 0 до 50 л/тис.м<sup>3</sup> дебіт газу зменшується з 116,13 до 57,01 тис.м<sup>3</sup>/доб (на 59,12 тис.м<sup>3</sup>/доб) за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та з 125,44 до 68,79 тис.м<sup>3</sup>/доб (на 56,66 тис.м<sup>3</sup>/доб) за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м. Таким чином, більше абсолютне зменшення дебіту газу спостерігається за малих значень водного фактора в умовах високих пластових тисків і дебітів газу, а менше – за високих значень водного фактора та понижених пластових тисків і дебітів газу.

#### Вплив водного фактора на продуктивність свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі

Вузловий аналіз виконано аналогічно для модельної газової свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі і показано на рисунку 5.

Як показує аналіз залежності рисунку 5, для забезпечення стабільної роботи свердловини необхідні такі параметри її роботи: дебіт газу – 215,51 тис.м<sup>3</sup>/доб та вибійний тиск – 22,68 МПа.

На рисунках 6-7 зображено залежності вибійного тиску, дебіту рідини та дебіту газу від водного фактора.

Дані залежності рисунків 6-7 мають аналогічний характер залежностям рисунків 2-4, де наведені результати досліджень для газових свердловин з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні.

Зі збільшенням водного фактора від 0 до 50 л/тис.м<sup>3</sup> вибійний тиск зростає з 22,69 до 22,77 МПа, дебіт рідини – з 0 до 10,96 м<sup>3</sup>/доб, а дебіт газу зменшується з 215,51 тис.м<sup>3</sup>/доб до 162 тис.м<sup>3</sup>/доб (на 53,51 тис.м<sup>3</sup>/доб).

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить про відносне зростання дебіту газу зі зменшенням водного фактора. Так, наприклад, для свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні дебіт газу зменшується у 2,04 рази, а для свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі – у 1,33 рази.

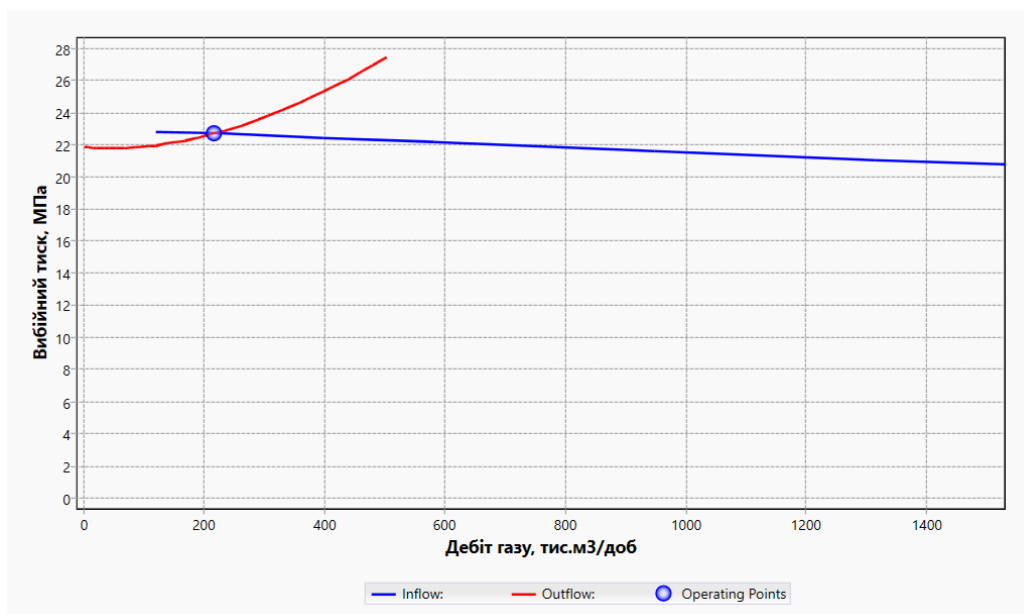


Рисунок 5 – Вузловий аналіз роботи модельної газової свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі

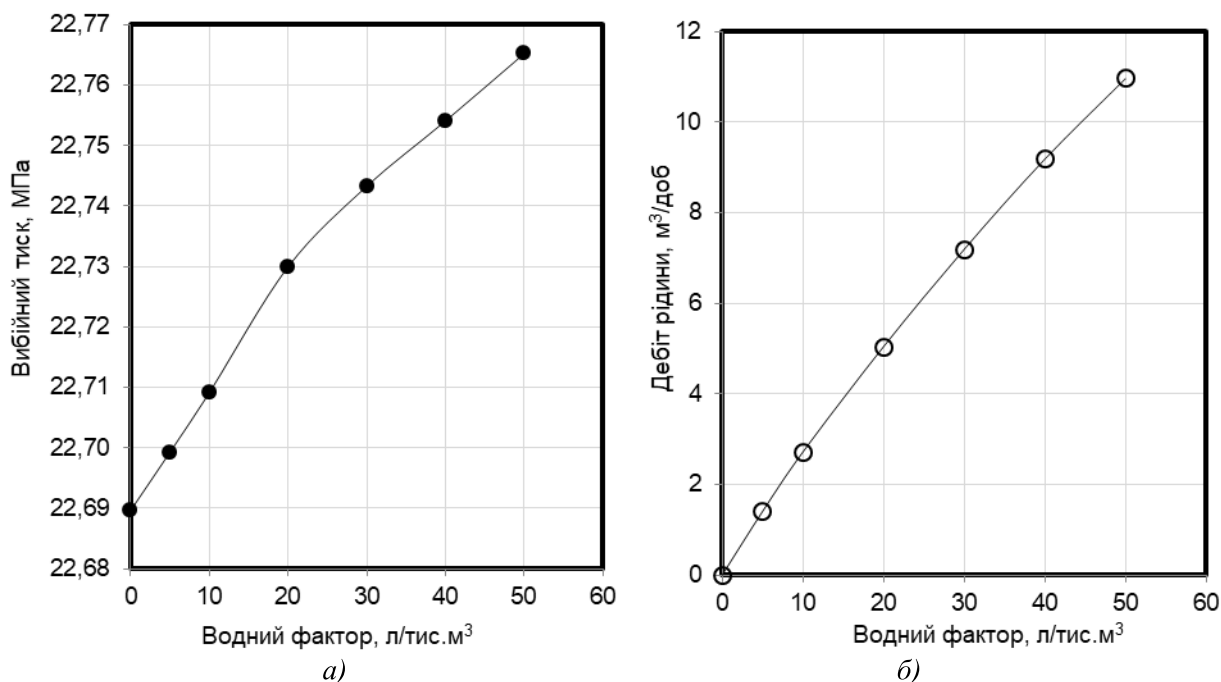


Рисунок 6 – Залежності вибієного тиску (а) та дебіту рідини (б) від водного фактора

Таким чином, для підвищення продуктивності свердловин з гравійним фільтром при надходженні рідини на вибій свердловини необхідно застосовувати сучасні методи боротьби з обводненням.

Результати досліджень свідчать, що продуктивність свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі за відсутності рідини у пластовій продукції у 1,86 рази перевищує продуктивність свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні, а за водного фактора 50 л/тис.м<sup>3</sup> – у 2,84 рази.

### Висновки

При експлуатації свердловин з нестійкими колекторами основною причиною руйнування привибійної зони пласта є обводнення, яке призводить до взаємодії водної фази з твердою породою. У результаті цього виникає різниця тисків, що призводить до просочування рідини через пори породи – фільтрації рідини через породу.

Досліджено вплив водного фактора на продуктивну характеристику свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі і перфорованій експлуатаційній колоні.

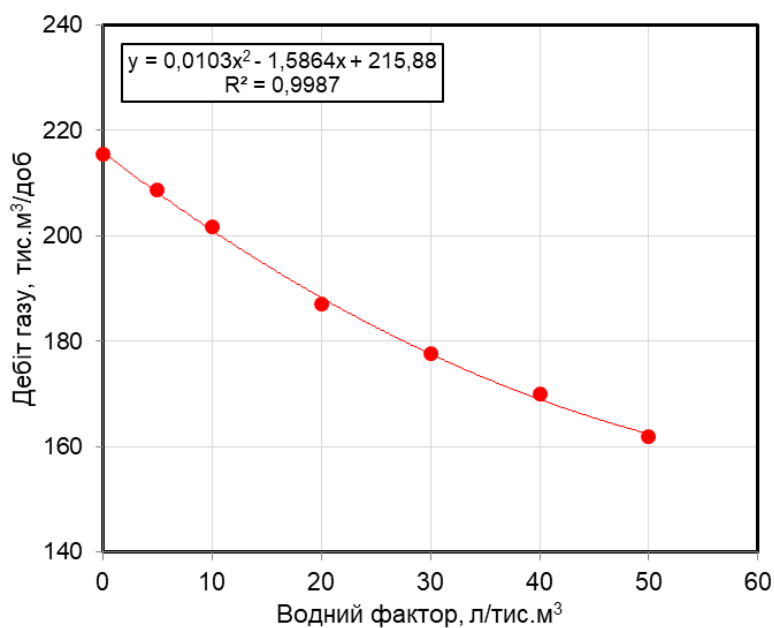


Рисунок 7 – Залежність дебіту газу від водного фактора

Результати виконаних досліджень свідчать, що продуктивність газових свердловин з гравійним фільтром у відкритому стовбурі за відсутності рідини у пластовій продукції у 1,86 рази перевищує продуктивність свердловин з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні, а за наявності рідини у видобувній продукції (за водного фактора 50 л/тис.м<sup>3</sup>) – у 2,84 рази.

### Література

1. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Пер. с англ. и фр., под ред. В. Мори и Д. Фурметро. М.: Мир, 1994. С.149-156.
2. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Техника и технология ремонта скважин: монография у 2 т. М.: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.1. 360 с.
3. Дремлюх Н.С. Способи ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №2. С. 19 – 29.
4. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія. Київ: Книгодрук, 2004. 400с.
5. Кондрат Р.М. Використання трубних і гравійних фільтрів для запобігання надходженню піску із пласта у свердловину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. №2(51). С. 14 – 25.
6. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их стро-

ительстве и эксплуатации: справ. пособие у 6 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. 2006. 431 с.

7. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матішин Л.І. Дослідження впливу гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 1. С. 38-45.

8. Кондрат Р. М., Дремлюх Н.С., Матішин Л.І. Дослідження впливу гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 4. С. 16-22.

### References

1. Mehanika gornyh porod primenitelno k problemam razvedki i dobyichi nefiti. Per. s angl. i fr., pod red. V. Mori i D. Furmetro. M.: Mir, 1994. P. 149-156. [in Ukrainian]
2. Gasumov R.A., Minlikaev V.Z. Tehnika i tehnologiya remonta skvazhin: monografiya u 2 t. M.: ООО «Gazprom экспо», 2013. Vol. 1. 360 p.
3. Dremlukh N.S. Sposoby likvidatsii pishchanykh korkiv na vyboiakh sverdlovyn z nestiikymu kolektoramy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2013. No 2. P. 19-29. [in Ukrainian]
4. Boiko V.S., Franchuk I.A., Ivanov S.I., Boiko R.V. Ekspluatatsiia sverdlovyn u nestiikykh kolektorakh: monografiia. Kyiv: Knyhodruk, 2004. 400 p. [in Ukrainian]

5. Kondrat R.M. Vykorystannia trubnykh i hraviinykh filtriv dlia zapobihannia nadkhozhdzhennia pisku iz plasta u sverdlovynu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2014. No 2(51). P. 14-25. [in Ukrainian]

6. Basaryigin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ih stroitelstve i ekspluatatsii: sprav. posobie u 6 t. M.: OOO «Nedra-Biznessentr», 2003. Vol. 5. 2006. 431 p.

7. Kondrat R.M., Dreliukh N.S., Matiishyn L.I. Doslidzhennia vplyvu hraviinoho filtra u perforovani ekspluatatsiini koloni na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2023. No 1. P. 38-45. [in Ukrainian]

8. Kondrat R. M., Dreliukh N.S., Matiishyn L.I. Doslidzhennia vplyvu hraviinoy nabyvky u vidkrytomu stovburi na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2020. No 4. P. 16-22. [in Ukrainian]