

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДІАМЕТРА СТОВБУРА НА ПРОДУКТИВНІСТЬ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.М. Кондрат, М.І. Горбійчук, Н.С. Дремлюх

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: public@nimg.edu.ua*

Показано, що одним із способів збільшення дебіту і зменшення депресії на пласт, що особливо важливо для нестійких порід, є буріння свердловин великого діаметра або розширення стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Визначено, в яких саме випадках доцільно розширювати діаметр стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта.

Наведено розподіл за способом створення гравійно-намівних фільтрів, які використовуються для запобігання надходження піску із пласта у свердловину. Висвітлено технологію створення гравійних фільтрів у свердловинах у процесі закінчування їх бурінням.

Виконано теоретичні дослідження впливу збільшення діаметра стовбура свердловин в інтервалі продуктивного пласта на дебіт, депресію на пласт і градієнт тиску. За результатами виконаних досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності у вигляді ступеня зміни дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнта тиску від кратності збільшення радіуса свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Визначено оптимальне значення кратності збільшення радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту свердловини з використанням чисельного методу безумовної мінімізації – методу золотого перерізу.

За результатами дослідження збільшення діаметру в інтервалі продуктивного пласта в певних гірничо-геологічних умовах дає найбільший ефект запобігання винесенню піску з усіх розглянутих у статті показників: дебіт, депресія на пласт, градієнт тиску на стінці свердловини.

Ключові слова: гравійні фільтри, дебіт свердловини, депресія на пласт, градієнт тиску.

Показано, что одним из способов увеличения дебита и уменьшения депрессии на пласт, что особенно важно для неустойчивых пород, является бурение скважин большого диаметра или расширение ствола скважины в интервале продуктивного пласта. Определены случаи, в которых целесообразно расширять диаметр ствола скважины в интервале продуктивного пласта.

Приведено распределение по способу создания гравийно-намывных фильтров, использующихся для предотвращения поступления песка из пласта в скважину. Рассмотрены технологии создания гравийных фильтров в скважинах при заканчивании их бурением.

Выполнены теоретические исследования влияния увеличения диаметра ствола скважин в интервале продуктивного пласта на дебит, депрессию на пласт и градиент давления. По результатам выполненных исследований построены и проанализированы графические зависимости в виде степени изменения дебита скважины, депрессии на пласт и градиента давления от кратности увеличения радиуса скважины в интервале продуктивного пласта. Определено оптимальное значение кратности увеличения радиуса ствола скважины в интервале продуктивного пласта в зависимости от начального дебита скважины с использованием численного метода безусловной минимизации – метода золотого сечения.

По результатам исследования увеличение диаметра в интервале продуктивного пласта в определенных горно-геологических условиях дает наибольший эффект по предотвращению выноса песка из всех рассмотренных в статье показателей: дебит, депрессия на пласт, градиент давления на стенке скважины.

Ключевые слова: гравийные фильтры, дебит скважины, депрессия на пласт, градиент давления.

It has been shown that one of the ways to increase the production rate and reduce the reservoir drawdown, which is especially important for unstable rocks, is the drilling of large-diameter wells or the expansion of the wellbore in the interval of the productive formation. It has been characterized in which cases it is advisable to expand the diameter of the wellbore in the interval of the productive formation.

The distribution of gravel-alluvial filters according to the method of creation, which are used to prevent the entry of sand from the formation into the well, is given. The technologies of creation of gravel filters in wells in the process of their completion by drilling are described.

Theoretical studies of the effect of the wellbore diameter increase in the interval of the productive formation on the flow rate, reservoir drawdown, and the pressure gradient have been carried out.

Due to results of the experimental studies, graphical dependences of the degree of change in the well production rate, reservoir drawdown and the pressure gradient on the multiplicity of the increase in the well radius in the interval of the productive formation have been developed and analyzed. The optimum value of the multiplicity of the increase in the wellbore radius in the interval of the productive formation is determined depending on the initial production rate of the well using the numerical method of unconstrained minimization - the golden section.

According to the results of the study, the increase in diameter in the interval of the productive formation in certain mining and geological conditions gives a significant effect on all the factors considered in the article: the debit, the reservoir drawdown, the pressure gradient on the borehole wall, and the sand production exclusion.

Key words: gravel filters, well production, reservoir drawdown, pressure gradient.

Вступ

Аналіз даних експлуатації свердловин на родовищах нафти і газу України свідчить, що абсолютна більшість з них відноситься до низькодебітного фонду [1].

Одним з напрямків науково-технічного прогресу в нафтогазовій галузі є буріння свердловин великого діаметра як спосіб збільшення дебіту і зменшення депресії на пласт, що особливо важливо для нестійких колекторів. Однак буріння свердловин великого діаметра вимагає значних капітальних витрат.

Для малобітних свердловин достатньо розширити їх стовбур в інтервалі продуктивного пласта на стадії освоєння після буріння або при капітальному ремонті у пластах різного літологічного складу і структури фільтраційних каналів [2].

Розширення діаметра стовбура свердловини в основному рекомендують проводити для видалення заколюматованої привибійної зони, розширення існуючих каналів фільтрації, утворення нових горизонтальних тріщин, для створення гравійних фільтрів у свердловинах з відкритим вибоєм [4].

Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Найефективнішим і універсальним засобом запобігання винесення піску у свердловини, що розкривають нестійкі пласти є застосування гравійно-навивних фільтрів. Вони можуть бути створені, як за перфорованою обсадною колоною труб, так і в необсадженому трубами стовбурі свердловини.

За даними роботи Б.В. Арестова [5] при розробленні технології створення гравійного фільтра необхідно враховувати категорію свердловин за станом привибійної зони, яка визначає стійкість порід. Намивні гравійні фільтри у необсадженому стовбурі свердловини створюють для нестійких порід, які руйнуються при градієнтах тиску від 0,5 МПа/м до 10 МПа/м.

У.Л. Пенберті [6] проведено промислові дослідження ефективності створення гравійних фільтрів різними способами. За результатами досліджень продуктивність свердловин з гравійним фільтром у необсадженому стовбурі значно вища, ніж у свердловинах, у яких гравій знаходиться в колоні і за перфорованими отворами (більший діаметр вертикального прохідного каналу стовбура в межах продуктивного пласта, усувається вплив перфораційних отворів на приплив рідини і газу).

Навивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини створюють там, де міцність породи у привибійній зоні дає змогу розширити стовбур свердловини [5]. Радіус розширеного стовбура повинен бути не менший критичного радіусу зони руйнування породи.

Найбільш ефективним механічним способом запобігання піскопроявів є створення гравійних фільтрів у процесі закінчування свердловин бурінням [7]. Суть технології полягає у

наступному. Свердловину бурять і кріплять до покрівлі продуктивного горизонту, який розкривають долотом меншого діаметра. Після цього проводять розширення стовбура свердловини в продуктивному інтервалі, опускають фільтр-каркас з урахуванням перекриття ним продуктивного інтервалу і запомповують гравій в розширений інтервал між пластом і фільтром.

Однією з причин недостатньої ефективності навивних гравійних фільтрів у відкритому стовбурі свердловини є необґрунтований вибір розміру розширеного стовбура в інтервалі продуктивного пласта.

Теоретичні основи оцінки ефективності збільшення діаметра стовбура свердловини розглянуто у роботах [2, 8]. Але у цих роботах необґрунтовано оптимальні значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта для низькодебітних, малобітних, середньобітних і високодебітних свердловин. Для дослідження впливу збільшення діаметра стовбура на продуктивність газових свердловин проведено додаткові дослідження.

Методика досліджень і вихідні дані

Наведемо кількісну оцінку способу збільшення діаметра вертикальних газових свердловин на їх продуктивність.

Визначимо зміну дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнта тиску на стінці свердловини при розширенні стовбура в інтервалі продуктивного пласта в n разів.

Закон Дарсі при фільтрації газу до вибою свердловини переважно порушується, особливо за великих дебітів газу. Тому у дослідженнях використовуємо рівняння припливу газу до вибою свердловини за нелінійного закону фільтрації, яке має вигляд:

$$\Delta p^2 = Aq + Bq^2, \tag{1}$$

де

$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_{виб}^2, \tag{2}$$

$p_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

$p_{виб}$ – тиск на вибої свердловини, МПа;

q – дебіт газової свердловини зведений до стандартних умов, тис.м³/д;

A і B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта, які для гідродинамічно недосконалої свердловини визначають за формулами:

$$A = \frac{\mu_{сеп} z_{сеп} P_{ам} T_{пл}}{\pi k h T_{см}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right), \tag{3}$$

$$B = \frac{\rho_z^{cm.y} z_{сеп} P_{ам} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 l' T_{см}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right), \tag{4}$$

де k – коефіцієнт проникності пласта, м²;

h – товщина пласта, м;

R_k – радіус контуру живлення (радіус зони дренивання свердловини), м;

r_c – радіус свердловини за долотом, м;
 T_{nl} – пластова температура, К;
 l' – коефіцієнт макрошорсткості привибійної зони пласта, м;
 T_{cm} – стандартна температура, $T_{cm} = 293$ К;
 p_{am} – атмосферний тиск,
 $p_{am} = 0,1013 \cdot 10^6$ Па;
 $\rho_{ст.у}$ – густина газу за стандартних умов;
 $\mu_{сер}$ – середнє значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу, Па·с;
 $z_{сер}$ – середнє значення коефіцієнта стисливості газу;
 c_1, c_2, c_3, c_4 – коефіцієнти, які враховують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пласта. За відкритого вибою і розкритого свердловиною продуктивного пласта на всю товщину коефіцієнти c_1, c_2, c_3, c_4 дорівнюють нулю.

Оскільки $R_k \gg r_c$, то значення $\frac{1}{R_k}$ у формулі (4) можна знехтувати.

При збільшенні діаметра стовбура свердловини у n разів в інтервалі продуктивного пласта в необсадженому експлуатаційною колоною формули для визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B матимуть наступний вигляд:

$$A_1 = \frac{\mu z p_{am} T_{nl}}{\pi k h T_{cm}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln n \right), \quad (5)$$

$$B_1 = \frac{\rho_{cm} z p_{am} T_{nl}}{2 \pi^2 h^2 l' T_{cm}} \left(\frac{1}{r_c \cdot n} \right). \quad (6)$$

Ступінь зміни коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B дорівнює:

$$\delta_A = \frac{A_1}{A} = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (7)$$

$$\delta_B = \frac{B_1}{B} = \frac{1}{n}. \quad (8)$$

Рівняння припливу газу до вибою свердловини збільшеного діаметра при постійному дебіті газу має вигляд:

$$\Delta p_1^2 = A_1 q + B_1 q^2 \quad (9)$$

або

$$\Delta p_1^2 = \delta_A \cdot A q + \delta_B B q^2, \quad (10)$$

де

$$\Delta p_1^2 = p_{nl}^2 - p_{виб1}^2. \quad (11)$$

Депресію на пласт можна визначити за формулами:

$$\Delta p = p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - \Delta p^2}, \quad (12)$$

$$\Delta p_1 = p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - \Delta p_1^2}. \quad (13)$$

Ступінь зміни депресії на пласт при постійному дебіті газу дорівнює:

$$\delta_{\Delta p} = \frac{\Delta p_1}{\Delta p} = \frac{p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - (A \delta_A q + B \delta_B q^2)}}{p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - (A q + B q^2)}}. \quad (14)$$

Дебіт газової свердловини за постійної депресії на пласт дорівнює:

$$q = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{\Delta p^2}{B}}, \quad (15)$$

$$q_1 = -\frac{A \delta_A}{2B \delta_B} + \sqrt{\left(\frac{A \delta_A}{2B \delta_B}\right)^2 + \frac{\Delta p^2}{B \delta_B}}. \quad (16)$$

Ступінь зміни дебіту свердловини при збільшенні діаметра стовбура дорівнює:

$$\delta_q = \frac{q_1}{q} = \left[\frac{-A \delta_A + \sqrt{A^2 \delta_A^2 + 4B \delta_B \Delta p^2}}{-A + \sqrt{A^2 + 4B \Delta p^2}} \right] \frac{1}{\delta_B}. \quad (17)$$

Градiєнт тиску визначають за формулою:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} v + \frac{\rho}{l'} v^2. \quad (18)$$

Попередньо запишемо:

$$\rho = \rho_{cm} \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{am} \cdot T}; \quad (19)$$

$$v = \frac{q}{F} = \frac{q_M}{\rho F} = \frac{q_o \rho_{cm}}{\rho_{cm} \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{am} \cdot T} 2 \pi r h} = \frac{q_o z \cdot p_{am} \cdot T}{p \cdot T_{cm} \cdot 2 \pi r h}.$$

Враховуючи, що максимальне значення градиєнта тиску є на стінці свердловини, швидкість фільтрації має вигляд:

$$v = \frac{q_o z \cdot p_{am} \cdot T}{2 \pi r_c h \cdot p \cdot T_{cm}}. \quad (20)$$

Підставляючи ρ і v у рівняння (18), отримаємо:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \frac{q_o z p_{am} T}{2 \pi r_c h p T_{cm}} + \frac{\rho_o}{l'} \frac{q_o^2 z p_{am} T}{4 \pi^2 r_c^2 h^2 p T_{cm}}. \quad (21)$$

При збільшенні діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта в n разів зменшення градиєнта тиску становитиме:

$$\left(\frac{dp}{dr} \right)_1 = \frac{\mu}{k} \frac{q_o z p_{am} T}{2 \pi r_c n h p T_{cm}} + \frac{\rho_o}{l'} \frac{q_o^2 z p_{am} T}{4 \pi^2 r_c^2 n^2 h^2 p T_{cm}}. \quad (22)$$

Ступінь зміни градієнта тиску:

$$\delta_{grad p} = \frac{\left(\frac{dp}{dr}\right)_1}{\frac{dp}{dr}} = \frac{2\mu\pi r_c n h l' + \rho_{cm} q_o k}{\left(2\mu\pi r_c h l' + \rho_{cm} q_o k\right) n^2}. \quad (23)$$

За робочим дебітом видобувні газові свердловини поділяють на п'ять груп [9]:

низькодебітні, з дебітом

$$q_2 \leq 25 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

малодебітні, з дебітом

$$25 < q_2 \leq 100 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

середньодебітні, з дебітом

$$100 < q_2 \leq 500 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

високодебітні, з дебітом

$$500 < q_2 \leq 1000 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

надвисокодебітні, з дебітом

$$q_2 > 1000 \text{ тис.м}^3/\text{добу}.$$

Результати досліджень

У таблиці 1 наведено результати розрахунків значень δ_A , δ_B , δ_q , $\delta_{\Delta p}$ і $\delta_{grad p}$ при кратності збільшення радіуса стовбура свердловини в 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15 разів в інтервалі продуктивного пласта для типової газової свердловини з такими даними: пластовий тиск $p_{пл} = 11$ МПа, радіус контуру живлення $R_k = 800$ м, радіус стовбура свердловини $r_c = 0,1$ м, коефіцієнт проникності пласта $k = 55,5 \cdot 10^{-15}$ м², пластова температура $T_{пл} = 325$ К, товщина пласта $h = 7$ м; відносна густина газу $\bar{\rho}_2 = 0,66$; дебіт газу $q_{21} = 25$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_1 = 0,15$ МПа; дебіт газу $q_{22} = 90$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_2 = 0,53$ МПа; $q_{23} = 250$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_3 = 1,6$ МПа; $q_{24} = 500$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_4 = 3,7$ МПа.

За результатами досліджень побудовано графічні залежності, які зображені на рисунках 1–5.

Згідно з результатами розрахунків для кожного з досліджених початкових значень дебіту газу і депресії на пласт (таблиця 1) впливає, що із збільшенням радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта зменшуються коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони А і В і відповідно зменшуються депресія на пласт і градієнт тиску на стінці вибою свердловини і зростає дебіт газу (рисунки 1–4).

Слід зазначити, що ефективність збільшення діаметра стовбура газових свердловин значно вища, ніж нафтових. Це зумовлено істо-

тнішим проявом нелінійних фільтраційних опорів у газових свердловинах. У нафтових свердловинах, зазвичай, проявляється лінійний закон фільтрації Дарсі.

Зображені на рисунках 1–4 залежності поступово виположуються із збільшенням радіусу стовбура свердловини.

Згідно з результатами розрахунків депресія на пласт при збільшенні радіусу стовбура свердловини у 1,5 – 15 разів зменшується у таких межах: для низькодебітних свердловин – від 4,7 до 30,7 %; для малодебітних свердловин – від 5,2 до 32 %; для середньодебітних свердловин – від 6,8 – 35,8 %; для високодебітних свердловин – від 9,4 до 42 % (рисунок 1).

За однакової кратності збільшення радіусу стовбура свердловини ступінь зменшення депресії тиску на пласт тим більша, чим більший початковий дебіт газу (найбільший для високодебітної свердловини з дебітом газу 500 тис.м³/д і найменший для низькодебітної свердловини з дебітом газу 25 тис.м³/д).

При збільшенні радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта у два рази градієнт тиску на стінці вибою свердловини знижується на 51,3–54 % для низькодебітних і малодебітних свердловин і на 59,3–63,1% для середньодебітних і високодебітних свердловин, а при збільшенні радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта у шість разів градієнт тиску на стінці свердловини знижується на 84,1–85,5% для низькодебітних і малодебітних свердловин і на 88,5–90,6 % для середньодебітних і високодебітних свердловин (рисунок 2).

Для всіх досліджених значень збільшеного радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта від 1,5 до 15 разів спостерігається тенденція зростання дебіту газу від 5 до 43,9% ($q = 25$ тис.м³/д); від 5,3 до 45,7% ($q = 90$ тис.м³/д); від 6,4 до 51,1% ($q = 250$ тис.м³/д) і від 7,6 до 57,8% ($q = 500$ тис.м³/д) (рисунок 3). При збільшенні радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта дебіт газу зростає тим більше, чим більше його початкове значення (рисунок 4).

Оптимальне значення кратності збільшення радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від ступеня зміни дебіту газу визначали одним із числових методів безумовної мінімізації – золотим січенням.

Цей метод дає змогу визначити максимум унімодальної функції однієї змінної на заданому відрізку. В основу методу покладено принцип ділення відрізка в пропорціях золотого січення [10]. Для визначення оптимального значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта склали програму написану в середовищі MatLab.

На рисунку 5 зображено залежність оптимальної кратності збільшення радіусу стовбура свердловини від початкового дебіту газу.

Таблиця 1 – Ступінь зміни дебіту свердловини δ_q , депресії на пласт $\delta_{\Delta p}$ і градієнта тиску $\delta_{grad P}$ при кратності збільшення радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта в n разів

n	$q = 25 \text{ тис.м}^3/\text{д}$					$q = 90 \text{ тис.м}^3/\text{д}$				
	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,5	0,955	0,667	0,953	1,05	0,655	0,955	0,667	0,948	1,053	0,631
2	0,923	0,5	0,92	1,086	0,487	0,923	0,5	0,912	1,093	0,46
2,5	0,898	0,4	0,894	1,117	0,388	0,898	0,4	0,885	1,125	0,362
3	0,878	0,333	0,874	1,143	0,322	0,878	0,333	0,864	1,153	0,298
3,5	0,861	0,286	0,856	1,166	0,275	0,861	0,286	0,846	1,177	0,253
4	0,846	0,25	0,841	1,187	0,24	0,846	0,25	0,83	1,198	0,22
4,5	0,833	0,222	0,828	1,206	0,213	0,833	0,222	0,816	1,218	0,195
5	0,821	0,2	0,816	1,223	0,192	0,821	0,2	0,804	1,236	0,175
5,5	0,81	0,182	0,805	1,24	0,174	0,81	0,182	0,793	1,253	0,158
6	0,801	0,167	0,796	1,255	0,159	0,801	0,167	0,783	1,268	0,145
7	0,783	0,143	0,778	1,82	0,136	0,783	0,143	0,766	1,297	0,123
8	0,769	0,125	0,763	1,307	0,119	0,769	0,125	0,751	1,322	0,108
9	0,756	0,111	0,75	1,33	0,106	0,756	0,111	0,737	1,346	0,095
10	0,744	0,1	0,739	1,351	0,095	0,744	0,1	0,726	1,368	0,086
11	0,733	0,091	0,728	1,371	0,087	0,733	0,091	0,715	1,388	0,078
12	0,724	0,083	0,718	1,389	0,079	0,724	0,083	0,705	1,407	0,071
13	0,715	0,077	0,709	1,407	0,073	0,715	0,077	0,696	1,424	0,066
14	0,706	0,071	0,701	1,423	0,068	0,706	0,071	0,688	1,441	0,061
15	0,699	0,067	0,693	1,439	0,063	0,699	0,067	0,68	1,457	0,057
Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 13,92					Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 5,176					

Продовження таблиці 1

n	$q = 250 \text{ тис.м}^3/\text{д}$					$q = 500 \text{ тис.м}^3/\text{д}$				
	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,5	0,955	0,667	0,932	1,064	0,584	0,955	0,667	0,906	1,076	0,55
2	0,923	0,5	0,889	1,111	0,407	0,923	0,5	0,851	1,131	0,369
2,5	0,898	0,4	0,858	1,148	0,311	0,898	0,4	0,813	1,175	0,274
3	0,878	0,333	0,833	1,179	0,251	0,878	0,333	0,784	1,211	0,217
3,5	0,861	0,286	0,813	1,206	0,21	0,861	0,286	0,761	1,242	0,179
4	0,846	0,25	0,796	1,23	0,181	0,846	0,25	0,742	1,269	0,152
4,5	0,833	0,222	0,782	1,252	0,158	0,833	0,222	0,726	1,294	0,132
5	0,821	0,2	0,769	1,272	0,141	0,821	0,2	0,712	1,316	0,116
5,5	0,81	0,182	0,757	1,29	0,127	0,81	0,182	0,699	1,336	0,104
6	0,801	0,167	0,747	1,307	0,115	0,801	0,167	0,688	1,355	0,094
7	0,783	0,143	0,729	1,339	0,098	0,783	0,143	0,669	1,39	0,079
8	0,769	0,125	0,713	1,366	0,084	0,769	0,125	0,652	1,42	0,068
9	0,756	0,111	0,699	1,392	0,075	0,756	0,111	0,638	1,448	0,059
10	0,744	0,1	0,687	1,415	0,067	0,744	0,1	0,626	1,474	0,053
11	0,733	0,091	0,677	1,436	0,06	0,733	0,091	0,615	1,497	0,048
12	0,724	0,083	0,667	1,457	0,055	0,724	0,083	0,605	1,519	0,043
13	0,715	0,077	0,658	1,476	0,051	0,715	0,077	0,596	1,54	0,04
14	0,706	0,071	0,649	1,494	0,047	0,706	0,071	0,588	1,559	0,037
15	0,699	0,067	0,642	1,511	0,044	0,699	0,067	0,58	1,578	0,034
Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 2,0091					Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 1,037					

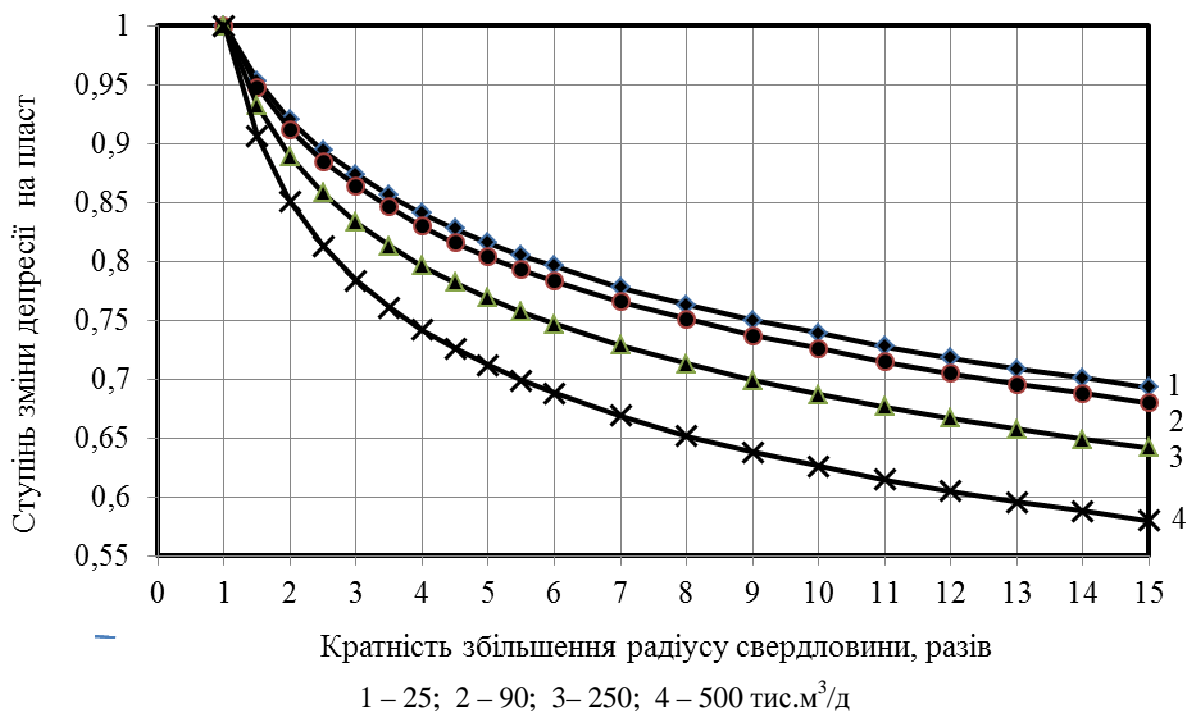


Рисунок 1 – Залежність ступеня зміни депресії на пласт $\delta_{\Delta p}$ від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

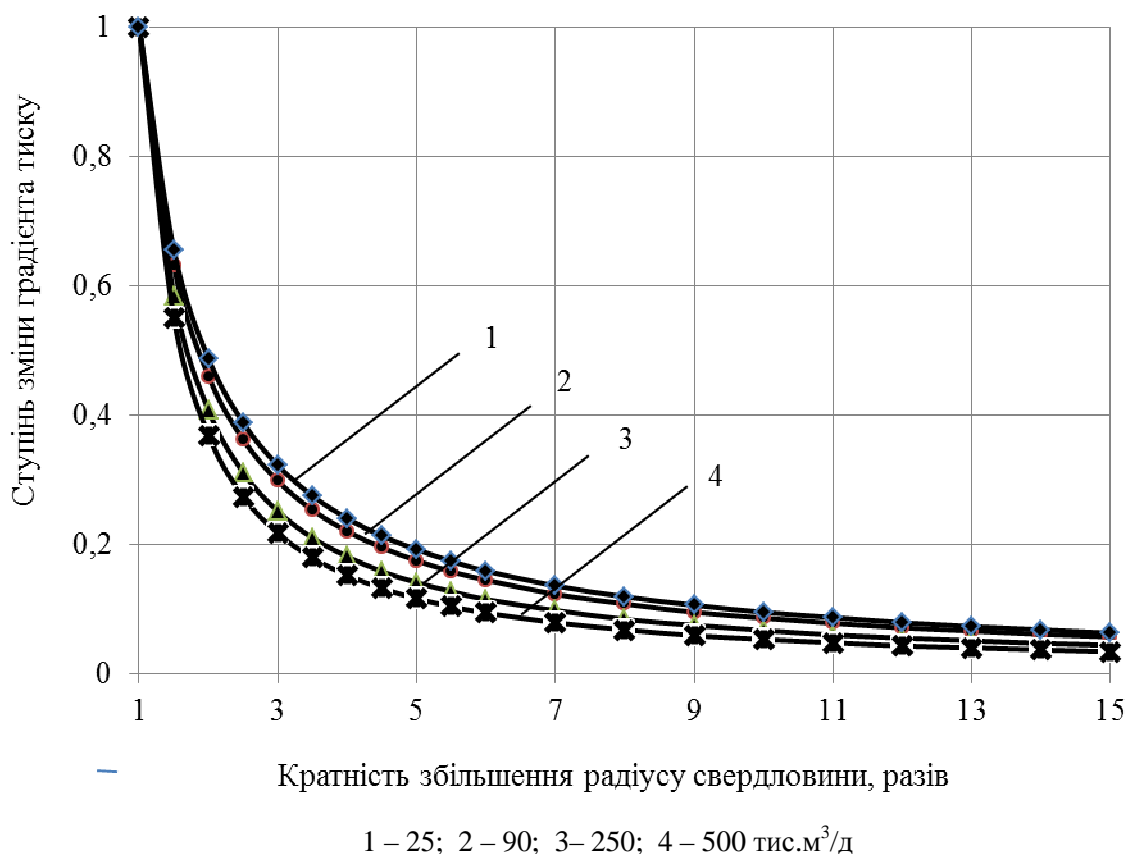


Рисунок 2 – Залежність ступеня зміни градієнта тиску $\delta_{grad p}$ від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини за умови постійного вибійного тиску для кожних значень початкового дебіту газу

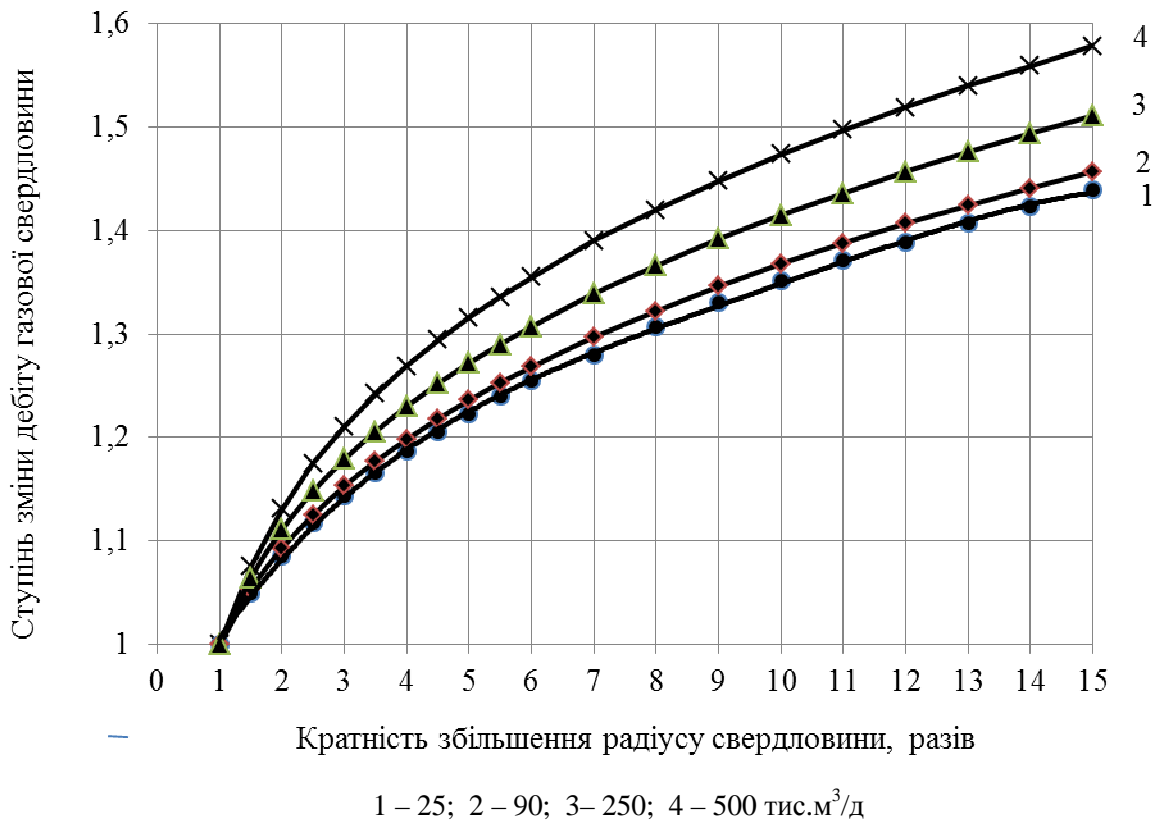


Рисунок 3 – Залежність ступеня зміни дебіту газу δ_q від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

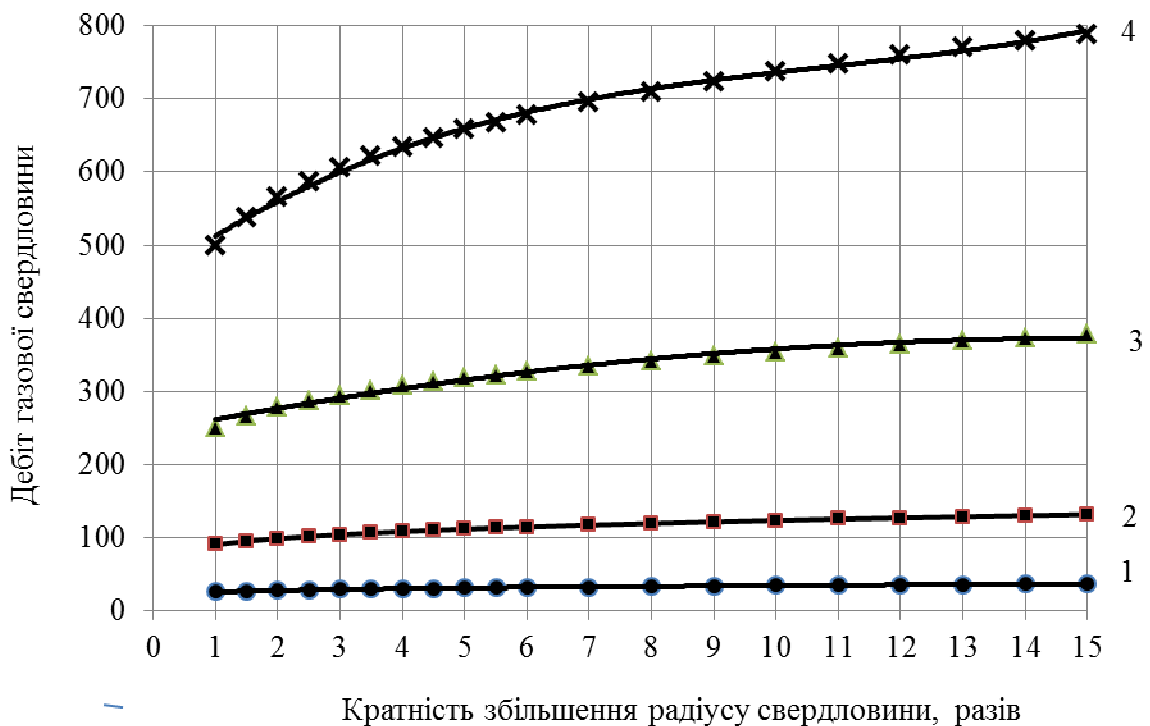


Рисунок 4 – Залежність дебіту газу від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

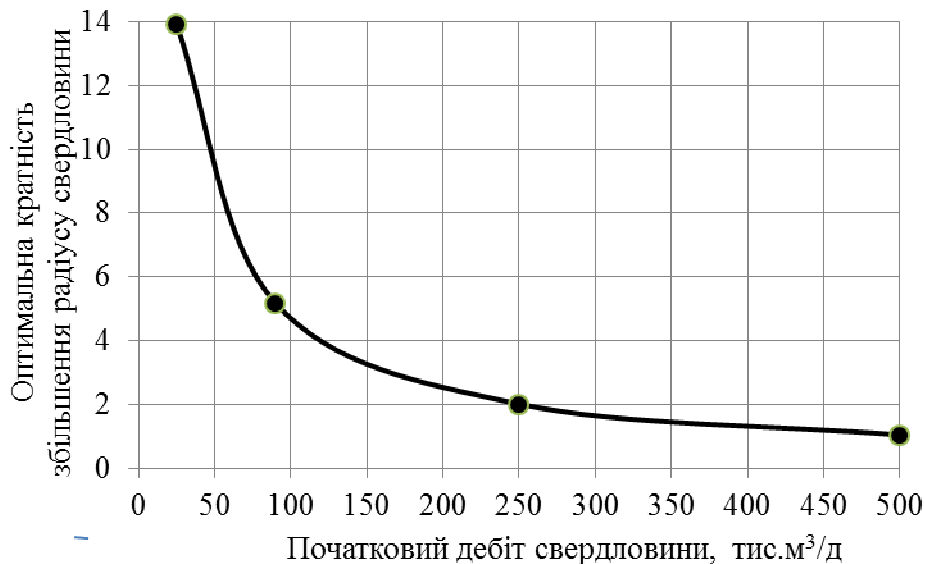


Рисунок 5 – Залежність оптимальної кратності збільшення радіуса стовбура свердловини від початкового дебіту газу

За результатами методу золотого січення кратність збільшення радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту газу для низькодебітної свердловини становить 13,92; для малодебітної свердловини – 5,176; для середньодебітної – 2,0091; для високодебітної – 1,037.

Для низькодебітної свердловини кратність збільшення стовбура свердловини в 13,92 рази є економічно недопустимою. Тому для низькодебітних свердловин слід обмежитись меншим економічно доцільним ступенем збільшення радіуса стовбура свердловини.

Наведеними оптимальними значеннями слід керуватись при розширенні стовбура в інтервалі продуктивного пласта для створення гравійного фільтра в відкритому стовбурі.

Висновки

До ефективних способів підвищення продуктивності свердловин з нестійкими колекторами і запобігання винесення піску із пласта у свердловину відносять розширення стовбура свердловини і створення в розширеній зоні гравійного фільтра. Виконані теоретичні дослідження для відкритого вибою свердловини свідчать, що із збільшенням радіуса стовбура в зоні продуктивного пласта зменшуються коефіцієнти фільтраційних опорів А і В і відповідно зменшуються депресія на пласт і градієнт тиску на стінці вибою свердловини і зростає дебіт газу. За результатами дослідження у свердловинах з відкритим вибоєм встановлено закономірності зміни депресії на пласт, градієнта тиску на стінці вибою і дебіту газу при збільшенні радіуса стовбура в інтервалі продуктивного пласта і отримано оптимальні значення ступеня збільшення радіуса стовбура свердловини, вище яких дебіт газу мало змінюється: для низькодебітних свердловин – в 13,92 рази, для малодебітних свердловин – в 5,176 рази;

для середньодебітних свердловин – в 2,0091 рази; для високодебітних свердловин – 1,037.

Література

1 Тарко Я.Б. Підвищення продуктивності свердловин здійсненням гідроімпульсної імпульсійної дії на привибійну зону пласта / Я.Б.Тарко, Я.Я.Тарко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 3(28). – С. 17-21.

2 Полтавская М.Д. Влияние увеличенного диаметра ствола на повышение производительности скважин / М.Д. Полтавская, В.В. Вержбицкий, Т.А. Гунькина // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С.74-85.

3 Сучков Б.М. Повышение производительности малодебитных скважин. - Ижевск: Удмурт НИПИнефть, 1999. – 645 с.

4 Васильев В.А. Инновационные технологии повышения продуктивности скважин / В.А. Васильев, Т.А. Гунькина, Л.М. Зиновьева, В.Г. Копченков // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №6. – С. 5-74.

5 Арестов Б.В. Разработка и исследование техники и технологии создания гравийных фильтров в скважинах [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 05.15.06 – “Скважинная разработка нефтегазовых месторождений” / Б.В. Арестов. – Москва, 1987. – 24с.

6 Penberthy W. L., Cope B. I. Design and productivity of gravel-packed completion 1980.

7 Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации [Текст] : [справ. пособие]: в 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – Т. 5. – 2006. – 431 с.: ил., табл. – ISBN 5-8365-0156-4.

8 Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2001. – 736 с.

9 Правила розробки родовищ нафти та газу затверджені наказом Мінпаливенерго від 2010 р.

10 Горбійчук М.І. Числові методи і моделювання на ЕОМ [Текст] : навч. посібник / М.І. Горбійчук, Є.П. Пістун. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 409 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
30.08.17*

*Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*