

**М.В. ЛУБКОВ, К.О. МОСІЙЧУК**

### ПІДТРИМАННЯ ГАЗОВІДДАЧІ У СЛАБОПРОНИКНИХ ПЛАСТАХ

Мета даної роботи була спрямована на забезпечення ефективного видобутку газу в слабопроникних і неоднорідних пластах було проведено чисельне моделювання розподілу падіння пластового тиску навколо видобувних та нагнітальних свердловин. Для дослідження цієї мети було використано моделювання, яке базувалося на комбінованому скінчено-елементно-різницевому методі для нестационарних задач п'єзопровідності Лейбензона. Метод оснований на поєднанні елементів уже відомих методів кінцевих різниць та кінцевих елементів для нестационарної задачі п'єзопровідності.

В ході дослідження виявлено, що існує багато факторів, які впливають на процес підтримання газовіддачі в слабопроникних ділянках газозносного пласта. Серед них, перш за все, після збільшення проникнення відповідної ділянки пласта, де видобуток створюється. Також важливим фактором для підтримки газовіддачі є можливість природної або штучної підтримки інфільтрації газової фази в межах відбитої ділянки пласта. Цей аспект особливо важливий для забезпечення стабільної газовіддачі протягом тривалого періоду експлуатації.

Під час інтенсивної та тривалої експлуатації робочої ділянки газозносного пласта, щоб уникнути його виснаження, було встановлено додаткові нагнітальні свердловини в комплексі добувних свердловин. Важливо зауважити, що забезпечується при високому рівні проникнення газової фази на початку експлуатації родовища, інші фактори виробничого процесу, такі як додаткові видобувні свердловини та інфільтрація в межах робочої ділянки, мають менший вплив на загальний розподіл тиску в цій ділянці.

Отже, дослідження показано, що з плинним часом і тривалою експлуатацією робочої ділянки пласта зменшується вплив її проникнення, але збільшується важливість введених речовин в експлуатацію нагнітальних свердловин та інфільтрації газової фази в межах цієї ділянки пласта.

**Ключові слова:** комп'ютерне моделювання; процес підтримки газовіддачі; слабопроникні газозносні пласти; нафтовіддача пластів, нагнітальні свердловини; комбінований метод; метод кінцевих різниць; метод кінцевих елементів.

**LUBKOV M.V., MOSIICHUK K.A.**

### MAINTAINING GAS RECOVERY IN LOW-PERMEABILITY FORMATIONS

The purpose of this work was to ensure efficient gas production in low-permeability and heterogeneous formations by numerically modeling the distribution of reservoir pressure drop around production and injection wells. To investigate this goal, we used a simulation based on the combined finite-element-difference method for nonstationary Leibenson piezoelectric conductivity problems. The method is based on the combination of elements of the already known finite difference and finite element methods for the nonstationary piezoelectric conductivity problem.

The study found that there are many factors that affect the process of maintaining gas production in poorly permeable areas of a gas-bearing formation. Among them, first of all, after increasing the permeability of the corresponding section of the reservoir where production is created. Another important factor for maintaining gas recovery is the ability to naturally or artificially maintain gas phase infiltration within the affected reservoir area. This aspect is especially important for ensuring stable gas recovery over a long period of operation.

During the intensive and long-term operation of the working area of the gas-bearing formation, additional injection wells were installed in the complex of production wells to avoid its depletion. It is important to note that provided a high level of gas phase penetration at the beginning of field operation, other factors of the production process, such as additional production wells and infiltration within the working area, have a lesser impact on the overall pressure distribution in this area.

Thus, the study shows that with the passage of time and prolonged operation of the working section of the reservoir, the influence of its penetration decreases, but the importance of injected substances in the injection wells and gas phase infiltration within this section of the reservoir increases.

**Keywords:** computer modelling; gas recovery support process; weakly permeable gas-bearing formations; oil recovery; injection wells, combined method; finite difference method; finite element method.

**М.В. ЛУБКОВ, К.А. МОСІЙЧУК**

### ПОДДЕРЖАНИЕ ГАЗООТДАЧИ В СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТАХ

Цель данной работы была направлена на обеспечение эффективной добычи газа в слабопроницаемых и неоднородных пластах было проведено численное моделирование распределения падения пластового давления вокруг добывающих и нагнетательных скважин. Для исследования этой цели было использовано моделирование, которое базировалось на комбинированном конечно-элементно-разностном методе для нестационарных задач пьезопроводности Лейбензона. Метод основан на сочетании элементов уже известных методов конечных разностей и конечных элементов для нестационарной задачи пьезопроводности.

В ходе исследования выявлено, что существует много факторов, влияющих на процесс поддержания газоотдачи в слабопроницаемых участках газозносного пласта. Среди них, прежде всего, после увеличения проникновения соответствующего участка пласта, где добыча создается. Также важным фактором для поддержания газоотдачи является возможность естественной или искусственной поддержки инфильтрации газовой фазы в пределах отбитого участка пласта. Этот аспект особенно важен для обеспечения стабильной газоотдачи в течение длительного периода эксплуатации.

Во время интенсивной и длительной эксплуатации рабочего участка газозносного пласта, чтобы избежать его истощения, были установлены дополнительные нагнетательные скважины в комплексе добывающих скважин. Важно заметить, что обеспечивается при высоком уровне проникновения газовой фазы в начале эксплуатации месторождения, другие факторы производственного процесса, такие как дополнительные добывающие скважины и инфильтрация в пределах рабочего участка, имеют меньшее влияние на общее распределение давления в этом участке.

Таким образом, исследования показали, что с течением времени и длительной эксплуатацией рабочего участка пласта уменьшается влияние его проникновения, но увеличивается важность введенных веществ в эксплуатацию нагнетательных скважин и инфильтрации газовой фазы в пределах этого участка пласта.

**Ключевые слова:** компьютерное моделирование; процесс поддержания газоотдачи; слабопроницаемые газозносные пласти, нефтеотдача пластов; нагнетательные скважины; комбинированный метод; метод конечных разностей; метод конечных элементов.

**Вступ.** На сьогоднішній день проблеми, пов'язані з ефективною підтримкою газоконденсатних родовищ, залишаються актуальними і вимагають системних рішень [3-9]. Ці проблеми включають в себе завдання підтримання газовіддачі у слабопроникних пластах та в застійних зонах, а також досягнення економічно обґрунтованих методів раціонального використання газоконденсатних покладів.

У таких умовах методи комп'ютерного моделювання для неоднорідних газоконденсатних пластів є дієвими і обґрунтованими, тому вони дають можливість системно відслідковувати стан довколишнього середовища дію газодобувних та нагнітальних свердловин. У цих моделях не вдалося збирати необхідну інформацію для ефективної підтримки стабільного видобутку газоконденсатних ресурсів.

Основні методи застосування комп'ютерного моделювання включають:

- Визначення особливостей фільтрації газової фази при комбінації різних технологічних впливів на пласт.
- Вибір найефективніших методів експлуатації системи газоконденсатних свердловин.
- Підтримання оптимальних рівнів видобутку газоконденсатної сировини на розчині ділянки пласта.
- Визначення остаточних запасів та стійких зон у продуктивних газоконденсатних пластах, а також раціональних методів їх використання.
- Дослідження, аналіз і зниження ризиків, пов'язаних із розробкою та забезпеченням стабільної та тривалої експлуатації систем газодобувних свердловин.

Ці методи дозволяють раціонально керувати процесами отримання газоконденсатної сировини, забезпечуючи ефективну та безпечну експлуатацію газодобувних свердловин, а також отримати невизначеність, що отримує через обмежену інформацію про властивості пласта поза межами діючих свердловин.

У сучасних умовах країни певні виклики та проблеми, пов'язані з точністю та адекватністю моделювання неоднорідних газоконденсатних пластів під час реального використання газодобувних свердловин. Однією з актуальних проблем є забезпечення ефективного регулювання фільтраційного процесу з підвищення газовіддачі окремих ділянок пласта з забезпечення тривалого та стабільного видобутку газоконденсатної сировини навколо свердловин.

У цьому контексті в даній роботі запропонований комбінований скінчено-елементно-різницевий методом розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності для фази (задача Лейбензона), з урахуванням неоднорідного розподілу фільтраційних параметрів у вигляді газоконденсатного газу та параметрів інфільтрації

на його межах. Цей метод відзначається доброю збіжністю та стійкістю розв'язків задачі, що дозволяє точно та адекватно розрахувати розподіл пластового тиску газу в реальних умовах використання газодобувних свердловин. Це дає додаткові переваги в порівнянні з іншими методами розрахунку і сприяє більш точному моделюванню процесів газодобутку.

**Постановка і метод розв'язання задачі.** У подальшому ми будемо досліджувати неоднорідні газонасні пласти, де можемо не отримати недостатньої фази (наприклад, недостатньої нафти). Ми будемо вважати, що середня товщина газонасного продуктивного пласта значно менше його горизонтальних розмірів. Для математичного моделювання таких пластів ми використовуємо двовимірну ізотропну нестационарну модель п'єзопровідності, яка відповідає задачі Лейбензона. У цьому випадку загальна установка задачі п'єзопровідності в декартовій системі координат буде мати такий вигляд [1, 4, 12]:

$$\frac{\partial P^2}{\partial t} = \chi \left( \frac{\partial^2 P^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P^2}{\partial y^2} \right) + \gamma, \quad (1)$$

$$P(t=0) = P_0, \quad (2)$$

$$k_m \text{grad} P^2 = \alpha_m (P^2 - P_m^2). \quad (3)$$

(1) – рівняння п'єзопровідності Лейбензона;

(2) – початкова умова;

(3) – гранична умова інфільтрації газової фази на межах розглянутої ділянки;

$P(x, y, t)$  – тиск, як функція координат і часу;  $\chi = \frac{kP_0}{\eta m}$  – коефіцієнт п'єзопровідності

Лейбензона;  $k$  – проникність газової фази пласта;

$k_m$  – проникність газової фази на межах пласта;

$\eta$  – динамічна в'язкість газу;

$m$  – пористість газоконденсатного пласта;

$\gamma$  – параметр стоку в свердловині;

$P_0$  – початковий тиск у пласті;

$\alpha_m$  – коефіцієнт інфільтрації газової фази на межах розглянутої ділянки пласта;

$P_m$  – тиск на межах ділянки пласта.

Для розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності (1) – (3) застосовується варіаційний скінчено-елементний метод [7, 13], який дає розв'язок варіаційного рівняння за допомогою функціоналу п'єзопровідності. Цей функціонал представляє собою функцію площі та довжини контуру досліджуваної області.

При розв'язанні цього варіаційного рівня використовується спеціальний скінчений елемент - восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний елемент. Глобальна система координат, де об'єднуються всі такі скінченні елементи, які поділені на площу  $S$ , відбувається як декартова система координат  $(x, y)$ .

Однак для роботи всередині самого скінченого елемента, де застосовуються функції апроксимації

на основі квадратичних поліномів і шляхом чисельного та інтегрованого використання іншої системи координат, яка використовується нормалізованою системою координат  $(\xi, \eta)$  [7, 12]. Важливо зазначити, що використання ізопараметричного скінченного елемента на основі квадратичної апроксимації є ефективним для отримання точних і стійких розв'язок для цієї задачі.

У даній системі величини координат, такі як координати точок, тиск, початковий тиск у пластині, тиск у межах області, коефіцієнт інфільтрації нафти на границях області, і похідний тиск відносно координати [10], апроксимуються відомим способом у системі диференціальних рівнів для кожного вузла (точки)  $n$ -го скінченного елемента  $p$ -го порядку.

Для вирішення систем лінійних диференціальних рівнів першим способом з використанням початкових умов використовуйте метод скінченного різниці. В цій методиці апроксимація похідної за часом створення за допомогою неявної різницевої схеми. Основна ідея досягається в тому, що величина майбутніх кроків обчислюється з урахуванням значень на поточному кроці часу та на попередніх кроках часу. Цей підхід дозволяє надійно та ефективно розв'язувати системи диференціальних рівнів, особливо коли вони стоять складними чи чисто обчислювально вимогливими. Роблячи додавання рівнянь по всім скінченим елементам, отримуємо глобальну систему лінійних алгебраїчних рівнянь, що дозволяє визначати невідомі значення тиску в момент часу  $t + \Delta t$  через їх значення в попередній момент часу  $t$ . Розв'язання глобальної системи рівнянь здійснюється на основі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [7, 12]. В результаті розв'язання, тиск визначається в усіх вузлових точках скінчено-елементної сітки. По знайденим вузловим значенням тиск визначається у довільній точці газоносного пласта, що розглядається, в заданий момент часу.

**Моделювання газовіддачі у слабопроникних пластах.** Розглянемо процеси фільтрації продуктивного газоносного пласта навколо видобувних свердловин з окремою потужністю 24840 м<sup>3</sup> на добу.

Таблиця 1 – Вихідні дані для моделювання газовіддачі у слабопроникних пластах

Назва, позначення	Значення	Одиниці виміру
Площа нафтоносного пласта $S$	900×900	м <sup>2</sup>
Коефіцієнт проникності $k$	$0,12 \cdot 10^{-14}$	м <sup>2</sup>
Коефіцієнт пористості $m$	0,15	–
Коефіцієнт		

динамічної в'язкості нафти $\eta$	$0,18 \cdot 10^{-4}$	Па·с
Початковий пластовий тиск $P_0$	10	МПа
Коефіцієнт п'єзопровідності пласта $\chi$	$0,45 \cdot 10^{-2}$	м <sup>2</sup> /с

На рис. 1 а, б – представлений розподіл тиску навколо розосередженої системи газовидобувних свердловин ( три полоси по 4 свердловини, на відстані 100 м між ними, також розташовані на відстані 100 м одна від іншої) при коефіцієнті інфільтрації на межах розглянутої ділянки  $\alpha_m = 10^{-8}$  м та при низьких коефіцієнтах проникності пласта через 250 діб неперервної дії. На цьому рисунку ми бачимо, наскільки суттєво при однакових умовах експлуатації на виснаження розглянутої ділянки пласта впливає його низька проникність (рис. 1а). По мірі збільшення проникності пласта у 10 разів (рис. 1б), рівень тиску в межах розглянутої ділянки значно зростає. Таким чином, для підтримки газовіддачі розглянутої ділянки слабопроникного пласта, у першу чергу необхідно забезпечити збільшення проникності газової фази цієї ділянки.

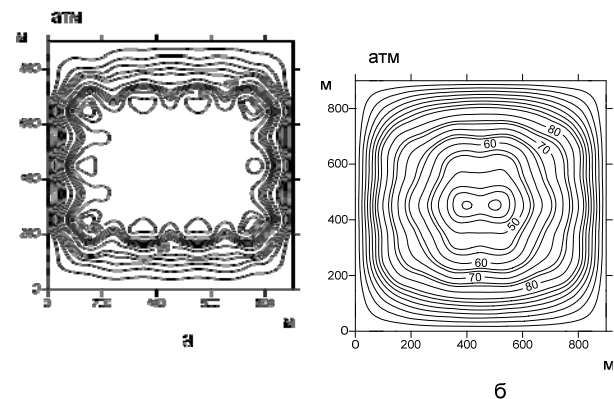


Рис. 1 а, б – Розподіли тиску навколо системи 12 газовидобувних свердловин при заданих вище параметрах, коефіцієнті інфільтрації газу  $\alpha_m = 10^{-8}$  м та різних коефіцієнтах проникності пласта через 250 діб неперервної дії: а)  $k = 0,0012D$ ; б)  $k = 0,012D$

На рис. 2 а, б, в, г – розглянуто випадки розподілу тиску навколо системи газовидобувних свердловин в середньопроникному пласті ( $k = 0,12D$ ) при різних умовах експлуатації. Ми бачимо, що при забезпеченні достатнього рівня проникності газової фази робочої ділянки пласта інші чинники щодо експлуатації, це стосується додаткової кількості видобувних свердловин, протягу експлуатації в часі та величини інфільтрації на межах розглянутої ділянки, не оказують помітного впливу на загальний розподіл тиску.

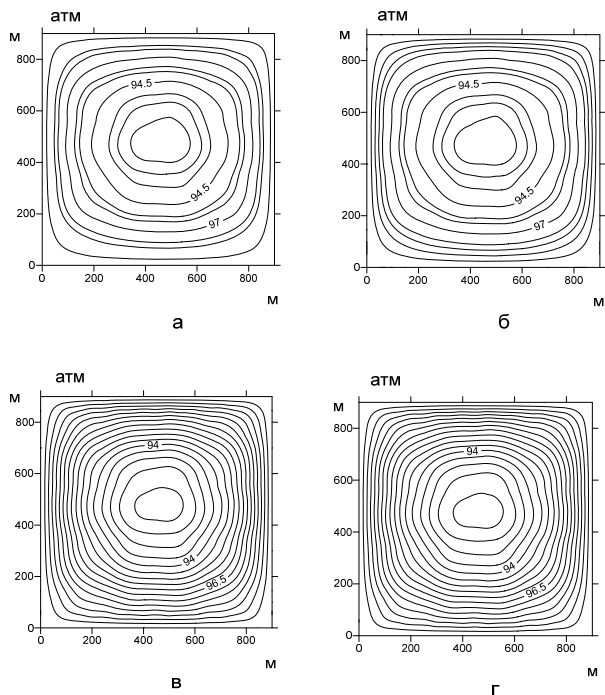


Рис. 2 а, б, в, г – Розподіли тиску навколо систем газовидобувних свердловин в середньопроникному пласті ( $k = 0,12 D$ ) при різних умовах експлуатації:

- а) 12 свердловин, 150 діб,  $\alpha_m = 10^{-8} m$ ;
- б) 12 свердловин, 250 діб,  $\alpha_m = 10^{-8} m$ ;
- в) 20 свердловин, 150 діб,  $\alpha_m = 10^{-8} m$ ;
- г) 20 свердловин, 250 діб,  $\alpha_m = 10^{-12} m$ .

На рис. 3 а, б, в, г – розглянуто випадки розподілу тиску навколо системи 20 газовидобувних свердловин в слабопроникних пластах при різних умовах експлуатації. На рис. 3 а, б – розглянуто випадки експлуатації слабопроникних ділянок пластів із низькою інфільтрацією газової фази на межах цих ділянок. Ми знову бачимо помітний контраст у розподілах тиску для випадків критично низької та помірно низької проникностей газової фази.

На рис. 3 в, г – приведено випадки критично низької проникності пласта ( $k=0,0012D$ ) при зростанні величини інфільтрації на межах розглянутої ділянки. Ми бачимо, що картина розподілу тиску при цьому практично незмінна.

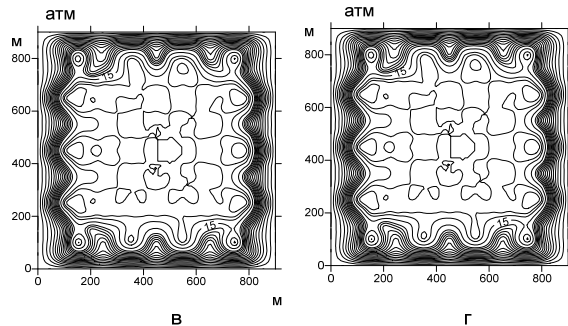
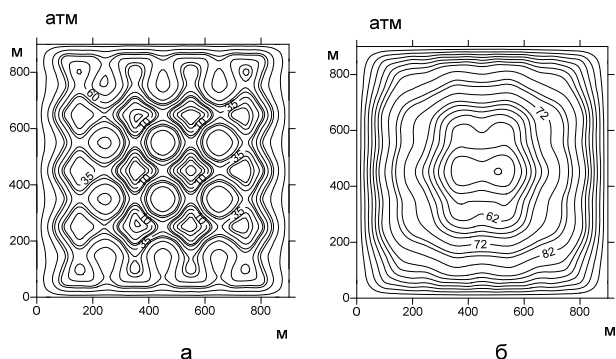
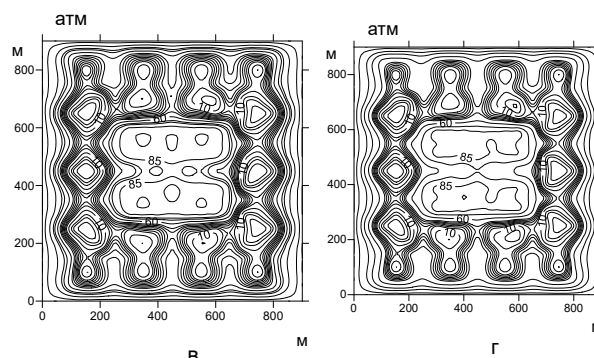


Рис. 3 а, б, в, г – Розподіли тиску навколо системи 20 газовидобувних свердловин в слабопроникних пластах при різних умовах експлуатації:

- а)  $k = 0,0012D$ , 150 діб,  $\alpha_m = 10^{-12} m$ ;
- б)  $k = 0,012D$ , 150 діб,  $\alpha_m = 10^{-12} m$ ;
- в)  $k = 0,0012D$ , 250 діб,  $\alpha_m = 10^{-10} m$ ;
- г)  $k = 0,0012D$ , 250 діб,  $\alpha_m = 10^{-8} m$ .

На рис. 4 а, б, в, г – розглянуто розподіли тиску навколо системи 20 газовидобувних та декількох нагнітальних свердловин, при достатньо великій величині інфільтрації на межах розглянутої ділянки ( $\alpha_m = 10^{-8} m$ ), через 250 діб при різних умовах експлуатації. У цих випадках демонструється доцільність підтримки робочого тиску у виснаженій ділянці пласта, що експлуатується на протязі тривалого часу, за допомогою нагнітальних свердловин. Так на рис. 4 а, б – розглянуто введення в експлуатацію 2 та 4 нагнітальних свердловин у випадках критично низької проникності пласта. Ми бачимо, що введення 4 нагнітальних свердловин достатньо для підтримки робочого режиму експлуатації розглянутої ділянки (рис. 4б).

На рис. 4 в, г – представлено варіанти введення в експлуатацію 4 нагнітальних свердловин при поступовому збільшенні величини проникності розглянутого пласта. При цьому ми не фіксуємо помітної різниці у картинах розподілу робочого тиску на розглянутих ділянках.



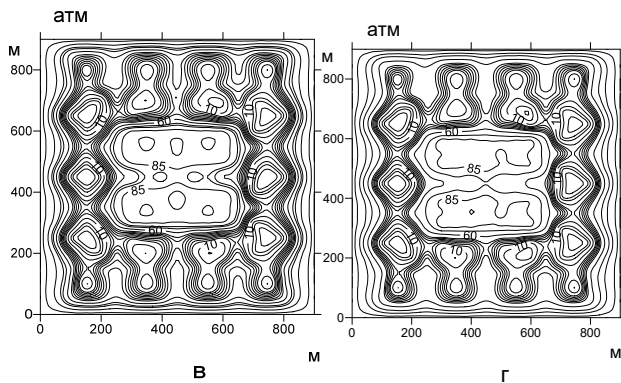


Рис. 4 а, б, в, г – Розподіли тиску навколо системи 20 газовидобувних та декількох нагнітальних свердловин, при  $\alpha_m = 10^{-8}$  м, через 250 дб:

- а)  $k = 0,0012D$ , 2 нагнітальні свердловини (н.с.);  
 б)  $k = 0,0012D$ , 4 н.с.;  
 в)  $k = 0,012D$ , 4 н.с.;  
 г)  $k = 0,12D$ , 4 н.с.

Таким чином, можна зробити висновок, що при довготривалій експлуатації газоносної ділянки пласта зменшується вплив її проникності та в той же час підвищується вплив кількості введених в експлуатацію нагнітальних свердловин, а також величина інфільтрації газової фази на межах розглянутої ділянки пласта.

**Висновок.** Розроблений метод розв'язання задачі п'єзопровідності Лейбензона в неоднорідних газоносних пластах дозволяє ефективно моделювати розподіл тиску в пласті, особливо навколо добувних свердловин, в реальних умовах експлуатації. Цей метод застосовується для прийняття відповідної проблеми підвищення та підтримання витрат газу у слабопроникних і застійних приміщеннях газоносного пласта під час промислової експлуатації.

З результатів моделювання видно, що на процес підтримання витрат газу у слабопроникних ділянках пласт впливає на багато факторів. Перш за все, важливо підвищити проникнення газової фази, особливо на ділянках пласта, де вона дуже низька. Це може бути досягнуто за допомогою методів, таких як гідророзрив або використання активних хімічних речовин [3, 5, 6, 8, 9].

Іншим чинником для підвищення витрат газу є контроль над інфільтрацією газової фази в межах відміченої ділянки пласта. Це особливо важливо під час тривалої експлуатації, коли пласт може виснажитися з часом. Для запобігання цього важливо вживати заходи на початку видобутку, такі як підтримка високої проникності газової фази та використання нагнітальних свердловин всередині цієї ділянки пласта.

Дослідження показало, що величина інфільтрації в межах робочої ділянки пласта на

початку експлуатації відпрацьованого родовища є важливою для інших факторів, таких як кількість видобувних свердловин або тривалість видобутку. Після тривалої експлуатації вплив проникності пласта зменшується, але збільшується вплив багатьох нагнітальних свердловин та величини інфільтрації в межах цієї ділянки пласта.

Представлений метод чисельного моделювання є ефективним і може бути застосований на практиці для вирішення практичних завдань зі збільшенням підтримання витрат газу у забрудненому газоносному пласті.

#### Список літератури

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Ин-т компьютер. исслед., 2004. 416 с.
2. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов. М.: Ин-т компьютер. исслед., 2003. 479 с.
3. Єгер Д. О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафто газовидобутку. Київ: Техніка, 2003. 162 с.
4. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових та газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 282 с.
5. Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Львів: Центр Європи – книга 2, 2004. 352 с.
6. Лубков М. В. Моделювання процесів фільтрації на межах газоконденсатних родовищ // Збірник наукових праць X-Міжнародної науково-практичної конференції “Проблеми й перспективи розвитку академічної та університетської науки.” Полтава-2017. С. 167-173.
7. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.
8. Яскин С. А., Мухаметшин В. В., Андреев В. Е., Дубинский Г. С. Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. N 2. С. 49 – 55.
9. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521p.
10. Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G. R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421p.
11. Lubkov M. Estimation of filling processes in the gas cap of geosoliton field / M. Lubkov // Вісник КНУ сер. геологія – 2019. – N 2(85). – С. 82 – 85.
12. Wu Y.S., & Pruess K. (1988). A multiple-porosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs. SPE Reservoir Engineering, 3(01), 327–336.
13. Lubkov M, Mosiichuk K. Modeling of the reservoirs heating with the aim of oil recovery increasing // TECHNOLOGY AUDIT AND PRODUCTION RESERVES — № 1/1(63), 2022

#### References (transliterated)

1. Aziz H., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow: Institute of Computer Research, 2004. 416 с.

2. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rosenberg G.D. Oil and gas hydromechanics: a textbook for universities. Moscow: Institute of Computer Research, 2003. 479 c.
3. Orderly use of methods of action on the bottomhole zone of formations in the processes of oil and gas production. Kyiv: Technika, 2003. 162 c.
4. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Dremlukh N. S. Development and operation of gas and gas condensate fields: a textbook. Ivano-Frankivsk: IFNTUOG, 2013. 282 c.
5. Kochmar Y. D., Svitlytskyi V. M., Sinyuk B. B., Yaremychuk R. S. Intensification of hydrocarbon inflow into the well. Lviv: Center of Europe - Book 2, 2004. 352 c.
6. Lubkov M. V. Modeling of filtration processes at the boundaries of gas condensate fields // Proceedings of the X International Scientific and Practical Conference "Problems and Prospects for the Development of Academic and University Science". Poltava-2017. С. 167-173.
7. Ter-Sarkisov R.M. Development of natural gas deposits. Moscow: Nedra, 1999. 659 c.
8. Yaskin S.A., Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S. Geological and technological screening of methods of impact on the layers. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2018. N 2. С. 49 - 55.
9. Shen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521p.
10. Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G.R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421p.
11. Lubkov M. Estimation of filling processes in the gas cap of geosoliton field / M. Lubkov // KNU Bulletin ser. geology - 2019. - N 2(85). - P. 82 - 85.
12. Wu Y.S., & Pruess K. (1988). A multiple-porosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs. SPE Reservoir Engineering, 3(01), 327-336.
13. Lubkov M, Mosiichuk K. Modeling of the reservoirs heating with the aim of oil recovery increasing // TECHNOLOGY AUDIT AND PRODUCTION RESERVES — № 1/1(63), 2022

Надійшла (received) 05.10.2023

*Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors*

**Лубков Михайло Валерійович ( Лубков Михаил Валерьевич, Lubkov Michail Valeryevich)** – Доктор фіз.-мат. наук, професор, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій, м. Полтава, Україна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2680-9508>, E-mail: [mikhail.lubkov@ukr.net](mailto:mikhail.lubkov@ukr.net)

**Мосійчук Катерина Олександрівна ( Мосийчук Екатерина Александровна, Mosiichuk Kateryna Alexandrovna)** – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», аспірант, м. Полтава, Україна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6704-4652>, E-mail: [karoleana2004@gmail.com](mailto:karoleana2004@gmail.com)