

Раздел 2. Прогнозирование и управление состоянием горного массива

УДК 622.691.24

<https://doi.org/10.37101/ftpgp22.01.003>

МОДЕЛЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ СХОВИЩ ГАЗУ В ВОДОНОСНИХ ПЛАСТАХ МАСИВНОГО ТИПУ

О.В. Інкін^{1*}, Н.І. Дерев'ягіна², Ю.В. Хрипливець²

¹Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Інститут фізики гірничих процесів Національної академії наук України, м. Дніпро, Україна

²Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», м. Дніпро, Україна

*Відповідальний автор: e-mail: inkin@ua.fm

MODELLING OF OPERATION INDICATORS OF GAS STORAGE IN AQUIFERS OF MASSIF TYPE

O.V. Inkin^{1*}, N.I. Dereviahina², Yu.V. Hriplivec²

¹Dnipro University of Technology, Institute for Physics of Mining Processes of the National Academy of Sciences of Ukraine, Dnipro, Ukraine

²Dnipro University of Technology, Dnipro, Ukraine

*Corresponding author: e-mail: inkin@ua.fm

ABSTRACT

Purpose. Creation of a mathematical model which allows calculating main hydrodynamic parameters of a gas storage in an aquifer of a massif type considering the influence of movement of gas-water contact along the vertical and well inflow change in time.

Methodology. A numerical algorithm of calculation of gas-hydrodynamic indicators of operation of storages of gaseous hydrocarbons in dome water-bearing structures is justified and realized. A method of asymptotic external and internal expansions is used for justification and realization.

Results. A balance evaluation of filling of sloping aquifer of massif type of Leventsov area with natural gas is performed. Also, the average pressure of a gas zone (7.5–10.5 MPa), the volume of stored gas reduced to normal condition (0.5–3 billion m³), and lowering of gas-water contact during pumping in, storing and extraction of gaseous hydrocarbons are determined.

Scientific novelty. A numerical hydrodynamic model of underground gas storage, created in an aquifer of a massif type is developed and verified. The model allows considering a shape of a dome seam part and influence of restrained gas adepter mining a position of surface of gas-water contact. The suggested model can be used for calculating the operation indicators of gas storage in a horizontal aquifer.

Practical significance. The program for calculating main hydrodynamic parameters of underground gas storages in aquifers of dome structure is created in Maple software. The program allows determining technical and economic indicators of operation of storages at the design stage what can be used during drawing business plans and investment offers on seasonal accumulation of gaseous hydrocarbons in natural conditions.

Keywords: underground gas storage; aquifer; dome structure; modeling; gas-water contact

1. ВСТУП

В умовах сформованої в Україні структури промисловості і сільського господарства паливо-енергетичний комплекс є ключовою ланкою всієї економічної системи держави. Тому забезпечення його сталого і надійного функціонування – необхідна умова енергетичної безпеки, як окремих регіонів, так і країни в цілому. Незаперечна роль в стабільній роботі комплексу належить підземним сховищам газу (ПСГ), експлуатація яких повинна проводитися на основі незагрозливих технологій з урахуванням загострення екологічної ситуації. Найбільшою мірою цим умовам відповідають підземні сховища, створювані в водоносних пластах, що забезпечують кращий захист навколишнього середовища від шкідливого впливу газоподібних вуглеводнів, мають високу пожежовибухобезпеку і герметичність, а також захищеність від впливу сучасної зброї [1, 2].

Підземні сховища газу можуть створюватися в пластах різного типу, однак найбільш часто вони експлуатуються в водоносних пористих колекторах які мають купольну частину [3]. Це в першу чергу пов'язано з можливістю локалізації газового об'єму і збільшенням газонасиченої потужності сховища. При малих амплітудах пастки для формулювання гідродинамічної моделі ПСГ буває цілком достатньо розгляду схеми горизонтального пласта [4]. Однак в ряді випадків такі моделі виявляються малоефективними, так як реальна динаміка газової і водної зони в пласті пов'язана зі значними перемішуваннями контакту між ними по вертикалі [5].

Метою даної роботи є створення математичної моделі яка дозволяє розраховувати основні гідродинамічні параметри ПСГ в водоносному пласті масивного типу з урахуванням впливу переміщення газоводяного контакту по вертикалі і зміни дебіту свердловин в часі.

2. МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Розглянемо задачу про динаміку газового обсягу в сховище в водоносному пласті з купольною структурою (рис. 1). Газ закачується в верхню частину пласта з довільним дебітом $Q_c(t)$. Пласт вважається нескінченним, з непроникною покрівлею і підшоною. На значній відстані від купольної частини потужність пласта передбачається постійною. Витіснення вважається поршневым з урахуванням залишкового газу [6]. Геометрія купола пласта задана функцією

$$\phi(R, Z) = 0. \quad (1)$$

Потрібно знайти середньозважений тиск в газовій області $\bar{P}_r(t)$, а також її розміри $V_z(t)$ і відповідні значення рівня газоводяного контакту $z_z(t)$.

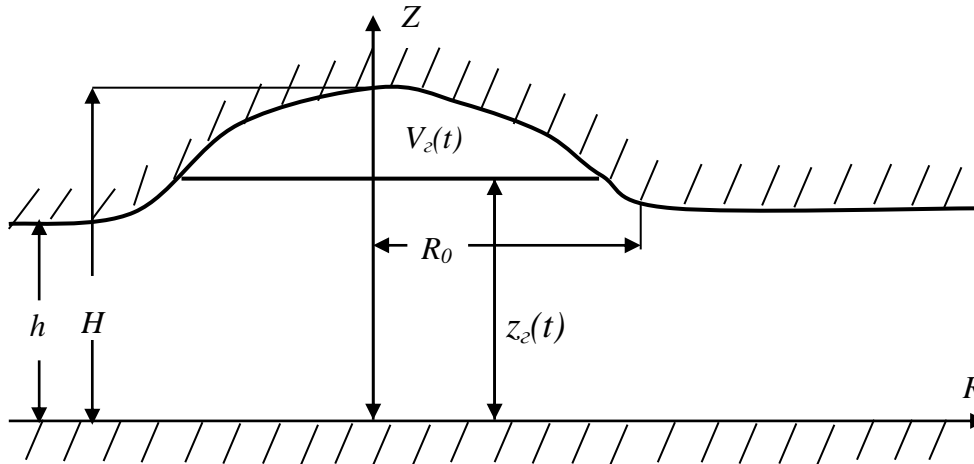


Рисунок 1. Схематизація водоносного пласта масивного типу

В області зайнятої водою тиск $P(R, z, t)$ задовольняє рівнянню пружного режиму фільтрації, яке в разі осісиметричної течії має вигляд

$$\frac{1}{a_n} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial R} \left(R \frac{\partial P}{\partial R} \right) + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2}, \quad (2)$$

де a_n – коефіцієнт пьезопровідності.

На границі розділу газ – вода, яка вважається горизонтальною, виконуються співвідношення

$$P(R, z_z, t) = P_z(t). \quad (3)$$

Такий рух границі розділу в купольній частині пласта визначається рівнянням

$$n\delta \frac{dz}{dt} = -\frac{\kappa}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial z} + \rho_w g \right) \Big|_{z=z_z(t)}, \quad (4)$$

де ρ_w , g – відповідно щільність води і прискорення вільного падіння; n, K – пористість та проникність пласта; μ – кінематична в'язкість води; δ – залишкова газонасиченість за фронтом витіснення.

У початковий момент часу в будь-якій точці пласта справедливе співвідношення

$$P(R, Z, 0) + \rho_w g Z = P_k. \quad (5)$$

Наведений тиск в нескінченно віддалених точках ($R = \infty$) в будь-який момент часу також дорівнює контурному тиску

$$P(R, Z, t) + \rho_{\text{вг}} g Z = P_{\kappa}. \quad (6)$$

Введемо безрозмірний параметр ε , який, як показано в роботі [7], приймає малі значення при реальних значеннях величин, що входять в нього

$$\varepsilon = \frac{|Q_H|_{\text{max}} P_{\text{ат}}}{4\pi n \delta a_n h P_{\kappa}}, \quad (7)$$

де $|Q_H|_{\text{max}}$ – максимальне значення витрати при закачуванні газу в сховище, що виражене в об'ємах, приведених до нормальних умов ($\rho_{\text{ат}}, P_{\text{ат}}$).

Перейшовши до безрозмірних змінних

$$P = \frac{P}{P_{\kappa}}, \quad \bar{P} = \frac{P_{\xi}}{P_{\kappa}}, \quad \xi = \frac{Z}{H}, \quad r = \frac{R}{R_0}, \quad \tau = \frac{\varepsilon a_n t}{R_0^2}, \quad q(\tau) = \frac{Q_0(\tau) \mu}{\kappa h P_{\kappa}}, \quad (8)$$

де H і R_0 – відповідно максимальна потужність пласта і радіусу купола, запишемо вираз (2) відповідно до (7) та (8)

$$\varepsilon \frac{\partial P}{\partial \alpha} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{R_0^2}{H^2} \frac{\partial^2 P}{\partial \xi^2}. \quad (9)$$

При цьому граничні і початкові умови (3)–(6) приймуть вид

$$P(r, \xi, \tau) = \bar{P}(\tau) \text{ при } \xi = \xi_r, \quad (10)$$

$$\varepsilon \frac{d\xi}{d\tau} = \frac{-4\pi\beta R_0^2}{H^2} \left(\frac{\partial P}{\partial \xi} + \rho_{\text{вг}} g \frac{H_0}{P_{\kappa}} \right) \text{ при } \xi = \xi_z, \quad (11)$$

$$P + \frac{\rho_{\text{вг}} g H}{P_{\kappa}} \xi = 1 \text{ при } \tau = 0, \quad (12)$$

$$P + \frac{\rho_{\text{вг}} g H}{P_{\kappa}} \xi = 1 \text{ при } \tau = \infty. \quad (13)$$

Присутність в рівняннях малого параметра ε дозволяє застосувати в даному випадку метод асимптотичних зовнішніх і внутрішніх розкладів.

В аналогічній постановці завдання для горизонтального пласта було розглянуто в роботі [7]. Отримане в цій роботі рішення було використано для оцінки точності застосовуваного методу асимптотичних розкладів. Зіставлення результатів контрольних розрахунків обох рішень показало практично їх збіг.

Співвідношення параметрів H і R_0 , які визначають крутизну покрівлі істотно впливає на рішення поставленої задачі. Розглянемо окремо два випадки. Перший, коли можна вважати, що покрівля пласта досить полого, і другий – з крутою покрівлею, причому в другому випадку робиться припущення щодо анізотропії пласта в купольній частині, що є цілком обґрунтованим для високоамплітудних пасток.

3. РЕЗУЛЬТАТИ

Масивний пласт з пологим куполом. Розглянемо випадок, коли покрівля пласта досить полого. Виділимо умовно поблизу купола область, обмежену радіусом R . Будемо вважати, що рідина в цій області нестислива, тобто тиск в ній повинен задовольнити рівняння Лапласа, що відповідає випадку, коли в рівнянні (9) $\varepsilon = 0$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{R_0^2}{H^2} \frac{\partial^2 P}{\partial \xi^2} = 0, \quad (14)$$

відповідно гранична умова (11) набуде вигляду

$$\frac{\partial P}{\partial \xi} + \frac{\rho_v g H}{P_k} = 0 \text{ при } \xi = \xi_r. \quad (15)$$

Але, в силу припущення щодо малої крутизни покрівлі, можна вважати, що вздовж неї вертикальна складова швидкості фільтрації дорівнює нулю, тобто вираз (15) справедливий для всіх точок покрівлі, що задовольняють рівнянню (1). Крім того, умова (15) виконується на всій підшві пласта, а також на покрівлі пласта на деякому віддаленні від купола, так як там підшва і покрівля горизонтальні і непроникні.

Якщо деяка функція P_1 є рішенням рівняння (14), то функція $\frac{\partial P_1}{\partial \xi} + \frac{\rho_v g H}{P_k}$ також є рішенням. Однак, як було показано, функція $\frac{\partial P_1}{\partial \xi} + \frac{\rho_v g H}{P_k}$ всюди на границі області обертається в нуль, тобто всюди в області

$$\frac{\partial^2 P_1}{\partial \xi^2} = 0. \quad (16)$$

Це в свою чергу призводить рівняння (14) до виду

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) = 0, \quad (17)$$

рішення якого запишемо в загальному вигляді

$$P_1 = A + B \ln r - \frac{\rho_v g H}{P_k} \xi. \quad (18)$$

Для знаходження коефіцієнта A скористаємося граничною умовою (10)

$$P_1 = \bar{P}(\tau) - B \ln \frac{r}{r_2} + \rho_b \frac{gH}{P_k} (\xi_2 - \xi), \quad (19)$$

де r_2 – значення радіуса на куполі пласта, що відповідає значенню ξ в рівнянні (1).

Для визначення коефіцієнта B обчислимо спочатку витрату рідини $q(\tau)$ через циліндричну поверхню на деякій відстані від купола

$$q(\tau) = -2\pi r \frac{\partial P_1}{\partial r}. \quad (20)$$

Тоді, підставивши в рівняння (19) вираз (18), знайдемо:

$$P_1 = \bar{P}(\tau) - \frac{q(\tau)}{2\pi} \ln \frac{r}{r_2} + \rho_b \frac{gH}{P_k} (\xi_2 - \xi). \quad (21)$$

Вираз (21) є зовнішнім розкладанням. Внутрішнє розкладання для наведеного тиску, що задовольняє умові на нескінченності (13), визначається так само, як для пласта постійної потужності, так як на великих відстанях від купола вплив тиску поблизу купола несуттєвий [8].

$$P_2 = 1 + \frac{q(\tau)}{2\pi} \ln \frac{2,25\tau}{r^2 \varepsilon} - \frac{1}{4\pi} \int_0^\tau \frac{q(\tau) - q(\zeta)}{\tau - \zeta} d\zeta \frac{\rho_b gH}{P_k} \xi. \quad (22)$$

Обидва рішення (21), (22) в силу характеру побудови мають область, де вони можуть бути застосовані. Прирівнявши їх між собою, тобто провівши зрощування цих рішень у зазначеній області, знайдемо вираз для визначення тиску в газовій області:

$$\bar{P}(\tau) = 1 + \frac{q(\tau)}{2\pi} \ln \frac{2,25\tau}{r^2 \varepsilon} - \frac{1}{4\pi} \int_0^\tau \frac{q(\tau) - q(\zeta)}{\tau - \zeta} d\zeta \frac{\rho_b gH}{P_k} \xi. \quad (23)$$

Розглянутий підхід до вирішення поставленого завдання був запропонований І.Н. Кочіною і М.В. Філіновим в роботі [7] для випадку горизонтального пласта.

Права частина рівняння (23) містить три невідомі функції $q(\tau)$, $r_2(\tau)$ та $\xi_2(\tau)$, причому дві останні пов'язані між собою співвідношенням (1). Використовуючи вираз (1), позначимо $r(\xi)$ в явному вигляді

$$r = \Psi(\xi). \quad (24)$$

Баланс маси газу, що знаходиться в пласті, запишемо наступним чином:

$$P_{am} \int_0^t Q_H(t) dt = V(t) P(t) P_k, \quad (25)$$

де $V(t)$ – об’єм пор пласта, що зайнятий газом, який визначається як

$$V(t) = \pi n \delta \int_{z_0}^H \psi^2(z) dz. \quad (26)$$

Використавши новий безрозмірний час $\tau = t/T$, де T – період функції $Q_H(t)$, запишемо рівняння (24)–(26) в безрозмірному вигляді

$$\bar{P}(\tau) = 1 + \frac{q(\tau)}{4\pi} \ln \frac{2,25 a_n T \tau}{R_0^2 r_2^2} - \frac{1}{4\pi} \int_0^\tau \frac{q(\tau) - q(\zeta)}{\tau - \zeta} d\zeta \frac{\rho_g g H}{P_k} \xi_2, \quad (27)$$

$$r_2 = \Psi(\zeta), \quad (28)$$

$$f(\tau) = \delta \alpha(\tau) \bar{P} \rightarrow (\tau), \quad (29)$$

$$\delta(\alpha(\tau) - \alpha(0)) = \beta \int_0^\tau q(\zeta) d\zeta, \quad (30)$$

$$\alpha(\tau) = \frac{R_0^2}{4 a_n T} \int_{\xi_2}^1 \psi^2(\xi) d\xi, \quad (31)$$

де безрозмірні змінні $f(\tau)$, $\alpha(\tau)$ та коефіцієнт β мають вигляд

$$\alpha(\tau) = \frac{V(\tau)}{4\pi n a_n H T}, \quad f = \frac{W_H(\tau) P_{a\tau}}{4\pi n a_n H T P_k}, \quad \beta = \frac{\kappa P_k}{4\pi n a_n \mu}. \quad (32)$$

Система (27)–(31) нелінійна і не може бути вирішеною на аналітичному рівні.

Розглянемо один з можливих підходів наближеного вирішення зазначеної системи. Припустимо, що для малого інтервалу часу $\Delta\tau_i$ ($\tau_i < \tau < \tau_i + \Delta\tau_i$) витрата рідини в пластових умовах постійна. Тоді рівняння (27), (30) перетворимо до вигляду

$$\bar{P}(\tau) = 1 + \frac{q_i}{4\pi} \ln \frac{2,25 a_n T \tau}{R_0^2 r_2^2} - \frac{1}{4\pi} \sum_{j=0}^{i-1} (q_i - q_j) \ln \frac{(\tau - \tau_j)}{(\tau - \tau_j + 1)} - \frac{\rho_g g H}{P_k} \xi_2, \quad (33)$$

$$q_i = \frac{\delta(\alpha(\tau_i) - \alpha(\tau_{i-1}))}{\beta \Delta\tau_i}. \quad (34)$$

Система (34), (33), (31), (29), (28), хоча і залишилася нелінійною, проте є системою алгебраїчних рівнянь, яка може бути вирішена ітераційним методом. З метою уточнення отриманого рішення введемо в розгляд затиснений газ, що залишається за фронтом руху газового контакту.

Розглянемо роботу ПСГ в водоносному шарі масивного типу у відповідності з наступною схематизацією (рис. 2).

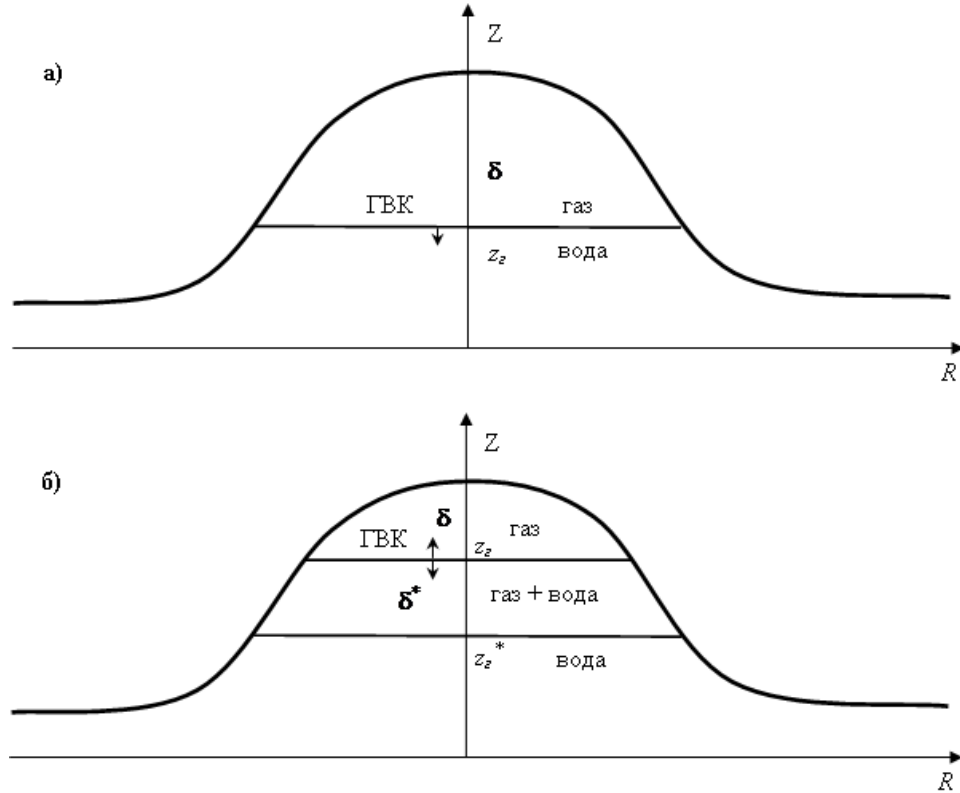


Рисунок 2. Врахування затисненого газу в зоні нижче газоводяного контакту: а – первісне закачування газу; б – закачування і відбір газу на довільному циклі роботи

При первинному заповненні пастки, призначеної під газосховище, нижче газоводяного контакту (ГВК) є пористе середовище, що заповнене лише водою, тому кількість витісненої води визначається зміною об'єму, зайнятого газом, і витрата q_i може бути отримана з виразів (30) або (34), а баланс маси відповідає рівнянню (29). Слід зазначити, що вода в обсязі $V(t)$ витісняється не повністю і значна її частина залишається в затисненому вигляді. Неповнота витіснення води газом враховується за рахунок введення коефіцієнта середньої газонасиченості δ , значення якої може бути отримано або теоретичним шляхом [9–10], або на основі експериментальних та промислових даних. У циклі відбору границя розділу, досягнувши деякої величини z_2^* , починає рухатися у зворотний бік, при цьому деяка зона, розташована нижче поверхні ГВК, між поверхнями z_2^* і z_2 , буде містити залишковий затиснений газ із середнім значенням газонасиченості δ^* .

Баланс маси при цьому має вигляд

$$(\tau) = \bar{P}(\tau) (\alpha(\tau)\delta + \alpha^*(\tau)\delta^*), \quad (35)$$

Відповідно витрата газу $q_i(\tau)$ обчислюється за формулою

$$q_i(\tau) = (\delta - \delta^*) (\alpha(\tau + \Delta\tau_i) - \alpha(\tau)) / \Delta\tau_i. \quad (36)$$

Слід зазначити, що в тому випадку, якщо на K -му циклі закачування ГВК опускається нижче рівня z_2^* , то з моменту їх збігу і до кінця закачування модель працює як би в рамках схеми першого закачування.

Розрахунок роботи ПСГ в масивному пласті з крутим куполом. Розглянемо пласт з крутою покрівлею (рис. 3). Припустимо, що пласт має різну проникність по вертикалі κ_z та горизонталі κ_r , причому $\kappa_r \gg \kappa_z$. Така анізотропія пласта цілком реальна і обумовлена, як правило, характером його утворення. Початкове рівняння нерозривності з урахуванням обезрозмірювання (8) має вигляд

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{\kappa_z R_0^2 \partial^2 P}{\kappa_r H^2 \partial z^2} = \varepsilon \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (37)$$

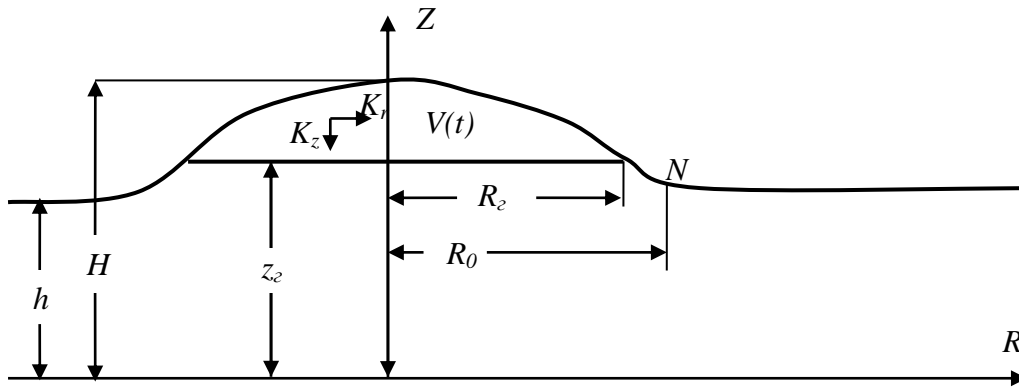


Рисунок 3. Схематизація масивного водоносного покладу з круглою покрівлею

Для знаходження першого наближення зовнішнього розкладання в рівнянні (37) вважаємо ($\varepsilon = 0$). З іншого боку, так як $\kappa_z / \kappa_r \ll 1$, можна знехтувати і другим доданком. Рівняння (37) набуде вигляду

$$r \frac{\partial P}{\partial r} = F(\xi). \quad (38)$$

Виходячи з припущення, що купол крутий, можна вважати, що горизонтальна складова швидкості фільтрації на поверхні купола дорівнює нулю. Це означає, що $F(\xi)$ на поверхні купола дорівнює нулю, а отже, $F(\xi) = 0$ в усьому куполі. Використовуючи це твердження, можна визначити витрату води всередині купола зі співвідношення

$$\frac{q(\tau)}{\pi r_z^2} = \frac{\kappa_z R_0^2}{\kappa_r H h} \left(\frac{\partial P}{\partial \xi} + \frac{\rho_e g H}{P_k} \right). \quad (39)$$

Інтегруючи співвідношення (39) за ξ в межах від ξ до ξ_2 , отримаємо

$$P = \bar{P}(\tau) + \frac{\rho_g g H}{P_k} (\xi_2 - \xi) - \frac{\kappa_r H h q(\tau)}{\kappa_z \pi R_0^2} \int_{\xi}^{\xi_2} \frac{d\xi}{r^2(\xi)}. \quad (40)$$

Аналогічно розглянутому вище випадку для пласту з пологим куполом на деякому віддаленні від купола маємо

$$P_1 = A - \frac{q(\tau)}{2\pi} \ln r - \frac{\rho_g g H}{P_k} \xi. \quad (41)$$

Прирівнюючи рівняння (40) і (41) в точці N (рис. 3), знайдемо вираз для коефіцієнта A першого наближення зовнішнього розкладання

$$P_1 = \bar{P}(\tau) + \frac{\rho_g g H}{P_k} (\xi_2 - \xi) - \frac{q(\tau)}{2\pi} \ln r + \frac{\kappa_r H h}{\kappa_z \pi R_0^2} q(\tau) \int_{\xi}^{\xi_2} \frac{d\xi}{r^2(\xi)}. \quad (42)$$

Внутрішнє розкладання, як вже зазначалося, не залежить від процесів, що відбуваються всередині купола, і має вигляд (22). Зрощуючи обидва рішення, знайдемо вираз для середньозваженого тиску в газовій області

$$P(\tau) = 1 + \frac{q(\tau)}{4\pi} \ln \frac{2,25 a_n T \tau}{R_0^2 r_2} - \frac{1}{4\pi} \int_0^{\tau} \frac{q(\tau) - q(\zeta)}{\psi - \zeta} d\zeta - \frac{\rho_g g H}{P_k} \xi_2 - \frac{\kappa_r H h}{\kappa_z R_0^2} q(\tau) \int_{\xi_0}^{\xi_2} \frac{d\xi}{r^2(\xi)}. \quad (43)$$

Отримання рівняння (43), як видно, відрізняється від рівняння (27) лише останнім членом. Балансові співвідношення, а також зв'язок між ξ_2 та r_2 ті ж, що і у випадку пологого пласта (28), (29). Все це дозволяє використовувати чисельний алгоритм рішення, розглянутий для першого випадку практично без змін. Врахування затиснутого газу в зоні нижче газодяного контакту ведеться також за розглянутою вище схемою.

4. ОБГОВОРЕННЯ

Чисельний алгоритм вирішення задачі був реалізований у програмному пакеті Maple. Програма універсальна і дозволяє розраховувати, як випадок з пологим, так і з крутим куполом, а також не розглянутий тут випадок горизонтального пласта. Тип пласта задається параметром $NTIP$ і відповідними геометричними параметрами R_0 , H , h , $\varphi(z)$. Колекторські властивості пласта κ_r , κ_z , n , a_n , а також інші, необхідні для розрахунку параметри δ , δ^* , P_k , μ , ρ_g задаються відповідно до опису програми. У наведеній програмі закон зміни об'єму газу, що знаходиться в пласті і приведенного до нормальних умов, заданий у вигляді

$$W(t) = W_b + (1 + \cos(\alpha t)) \frac{W_{max}}{2}, \quad (44)$$

де W_b – первинний об'єм газу в сховищі; W_{max} – активний об'єм газу в ПСГ.

Завдання функції $W(t)$ може бути дискретним – шляхом введення масиву $W_i(t_i)$, що і було зроблено при проведенні контрольних розрахунків. На рис. 4 наведено приклад роботи ПСГ у положому водоносному пласті для гірничо-геологічних умов Левенцовської площі. Купольна частина покрівлі пласта вважалася сферичною. Параметри пласта обрані наступними: $H = 120$ м; $h = 100$ м; $R_0 = 2,2 \cdot 10^3$ м; $P_k = 9,6$ МПа; $n = 0,2$; $\delta = 0,5$; $a_n = 3,7$ м²/с; $\kappa_r = 10^{-12}$ м²; $\mu = 10^{-3}$ Па · с³; $\rho_v = 10^3$ кг/м.

Зіставлення результатів проводилося за значеннями середньозваженого тиску в пласті як параметром, що має найбільш точне визначення.

На рис. 4 наведена фактична залежність зміни приведенного до нормальних умов обсягу газу в водоносному пласті з часом. Аналіз графіка показує, що протягом перших 6 років роботи сховища, до закінчення періоду закачування, обсяг газу, що акумулюється в пласті, зростає більш ніж в 2 рази (з 1,3 до 2,8 млрд. м³). Це пояснюється просуванням границі газоводяного контакту і більш повним витісненням води зі змішаної зони. Через 6 років газогідродинамічні показники роботи сховища стабілізуються. При цьому, як видно з рис. 4 середньозважений тиск в сховищі в період завершення відбору газу з часом незначно зменшується (з 8 до 7,5 МПа).

5. ВИСНОВКИ

Розроблена і верифікована за допомогою методу асимптотичних зовнішніх і внутрішніх розкладів в пакеті Maple чисельна гідродинамічна модель підземного зберігання газу в водоносному шарі масивного типу дозволяє враховувати форму купольної частини пласта, вплив залишкового газу і положення газоводяного контакту, а також може бути використана для випадку горизонтальних геологічних структур. Виконана на її основі балансова оцінка заповнення газоподібними вуглеводнями водоносно горизонту Левенцовської площі дала можливість визначити середньозважений тиск газової зони (7,5–10,5 МПа), розташування газоводяного контакту і обсяг газу, що акумулюється (0,5–3 млрд. м³) в період його закачування, зберігання та вилучення. Також за результатами проведених розрахунків було встановлено, що через 6 років після початку роботи сховища настає стабілізація його газогідродинамічних показників.

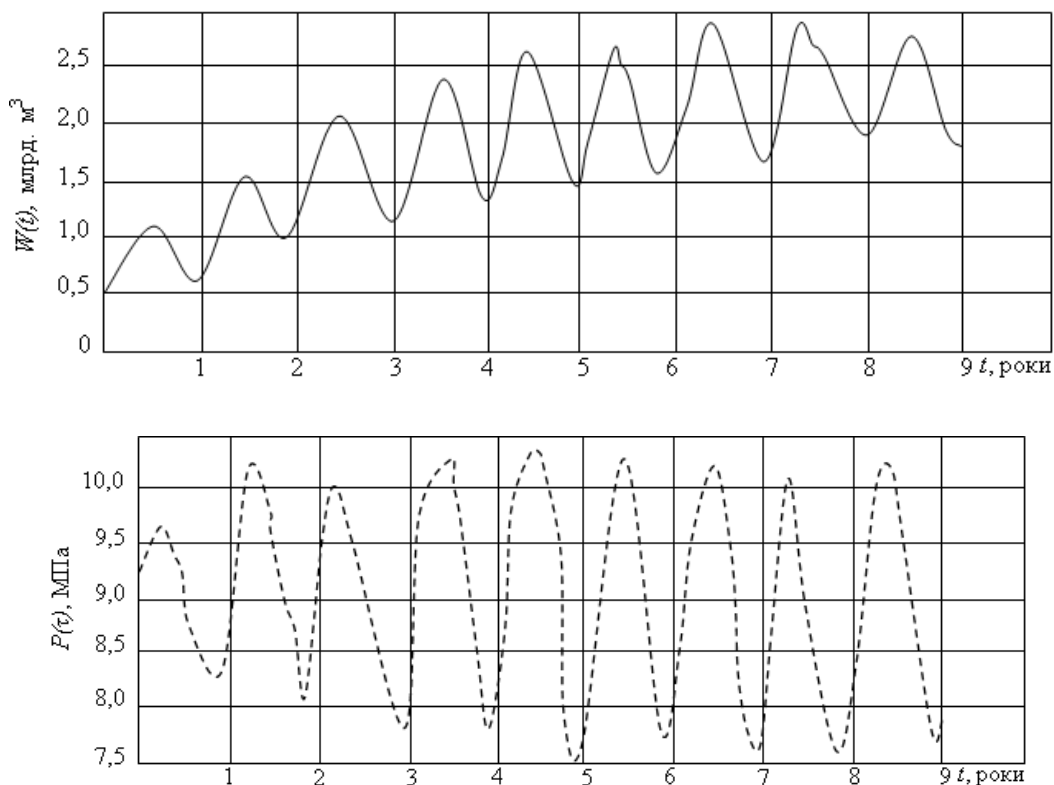


Рисунок 4. Розрахункові дані циклічної роботи станції ПСГ у гірничо-геологічних умовах Левенцовської площі

Отримані результати, згідно з зарубіжною інженерною практикою, дозволять визначати геолого-економічні та технологічні показники експлуатації сховищ газу в герметичних водоносних горизонтах купольної структури на стадії перед- і пост проектної документації, що може бути використано при складанні бізнес-планів, комерційних та інвестиційних пропозицій по сезонному акумулюванню газоподібних вуглеводнів в природному середовищі на сучасному фінансово-економічному рівні.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Смирнов, В.И. (2000). *Строительство подземных газонефтехранилищ*. М.: Газоил пресс, 250 с.
2. Солдаткин, С.Г. (2000). Методы контроля герметичности подземных хранилищ газа. *Обз. информ. Серия Транспорт и подземное хранение газа*. М.: ИРЦ Газпром, 37 с.
3. Лурье, М.В., Дидковская, А.С. & Яковлева, Н.Н. (2003). Естественная убыль природного газа в подземных хранилищах, создаваемых в водоносных пластах. *Транспорт и подземное хранение газа*, (6), 21–31.
4. Садовенко, И.А., Инкин, А.В., & Якубовская, З.Н. (2012). Оценка потерь газа при его хранении в водоносных пластах Западного Донбасса. *Науковий вісник НГУ*, (6), 18–24.

5. Левыкин, Е.В. (1973). *Технологическое проектирование хранения газов в водоносных пластах*. М.: Недра, 208 с.
6. Басниев, К.С. (1994). *Энциклопедия газовой промышленности*. М.: Твант, 884 с.
7. Басниев, К.С., Кочина, И.Н., & Максимов, В.М. (1993). *Подземная гидромеханика*. М.: Недра, 416 с.
8. Садовенко, И.А., & Инкин, А.В. (2010). Динамика гидромеханических процессов пласта-коллектора водоносного газохранилища. *Научный вестник НГУ*, (6), 25–28.
9. Бухгалтер, Э.Б., Медиков, Е.В., Бухгалтер, Л.Б. & др (2002). *Экология подземного хранения газов*. М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 431 с.
10. Амикс, Д., Басс, Д., & Уайтинг, Р. (1962). *Физика нефтяного пласта*. М.: Гостоптехиздат, 572 с.

REFERENCES

1. Smirnov, V.I. (2000). *Stroitel'stvo podzemnykh gazoneftekhranilishch*. М.: Gazoil press, 250 s.
2. Soldatkin, S.G. (2000). Metody kontrolya germetichnosti podzemnykh khranilishch gaza. *Obz. inform. Seriya Transport i podzemnoye khraneniye gaza*, 1–37.
3. Lur'ye, M.V., Didkovskaya A.S. & Yakovleva, N.N. (2003). Yestestvennaya ubyl' prirodnogo gaza v podzemnykh khranilishchakh, sozdavayemykh v vodonosnykh plastakh. *Transport i podzemnoye khraneniye gaza*, (6), 21–31.
4. Sadovenko, I.A., Inkin, A.V. & Yakubovskaya, Z.N. (2012). Otsenka poter' gaza pri yego khraneniі v vodonosnykh plastakh Zapadnogo Donbassa. *Naukoviy visnik NGU*, (6), 18–24.
5. Levykin, Ye.V. (1973). *Tekhnologicheskoye proyektirovaniye khraneniya gazov v vodonosnykh plastakh*. М.: Nedra, 208 s.
6. Basniyev, K.S. (1994). *Entsiklopediya gazovoy promyshlennosti*. М.: Tvant, 884 s.
7. Basniyev, K.S., Kochina, I.N. & Maksimov, V.M. (1993). *Podzemnaya gidromekhanika*. М.: Nedra, 416 s.
8. Sadovenko, I.A. & Inkin, A.V. (2010). Dinamika gidromekhanicheskikh protsessov plasta-kollektora vodonosnogo gazokhranilishcha. *Naukoviy visnik NGU*, (6), 25–28.
9. Bukhgalter, E.B., Medikov, Ye.V. & Bukhgalter, L.B. (2002). *Ekologiya podzemnogo khraneniya gazov*. М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 431 s.
10. Amiks, D., Bass, D. & Uayting, R. (1962). *Fizika neftyanogo plasta*. М.: Gostop-tekhizdat, 572 s.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Створення математичної моделі дозволяє розраховувати основні гідродинамічні параметри підземного сховища газу в водоносному шарі масивного типу з урахуванням впливу переміщення газоводяного контакту по вертикалі і зміни дебіту свердловин у часі.

Методика. За допомогою методу асимптотичних зовнішніх і внутрішніх розкладів обґрунтований і реалізований чисельний алгоритм розрахунку газогідродинамічних та технологічних показників експлуатації сховищ газоподібних вуглеводнів в купольних водоносних структурах.

Результати. Виконана балансова оцінка заповнення природним газом положого водоносного горизонту масивного типу Левенцовської площі з визна-

ченням середньозваженого тиску газової зони (7,5–10,5 МПа), обсягу приведенного до нормальних умов газу, що зберігається (0,5–3 млрд. м³) і положення газоводяного контакту в період закачування, зберігання та вилучення газоподібних вуглеводнів.

Наукова новизна. Розроблена і верифікована чисельна гідродинамічна модель підземного сховища газу, створюваного в водоносному шарі масивного типу. Модель дозволяє враховувати форму купольної частини пласта і вплив затисненого газу, а також визначати нестационарне положення поверхні газоводяного контакту. Запропонована модель може бути також використана для розрахунку показників роботи сховища газу в горизонтальному водоносному горизонті.

Практична значимість. Створена в пакеті Maple програма розрахунку основних гідродинамічних параметрів підземних сховищ газу в водоносних пластах купольної структури дозволяє визначати основні техніко-економічні показники їх експлуатації на стадії проектування, що може бути використано при складанні бізнес-планів та інвестиційних пропозицій по сезонному акумулюванню газоподібних вуглеводнів в природному середовищі.

Ключові слова: підземне сховище газу; водоносний пласт; купольна структура; моделювання; газоводяного контакт

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Создание математической модели позволяющей рассчитывать основные гидродинамические параметры подземного хранилища газа в водоносном пласте массивного типа с учетом влияния перемещения газоводяного контакта по вертикали и изменения дебита скважин во времени.

Методика. С помощью метода асимптотических внешних и внутренних разложений обоснован и реализован численный алгоритм расчета газогидродинамических и технологических показателей эксплуатации хранилищ газообразных углеводородов в купольных водоносных структурах.

Результаты. Выполнена балансовая оценка заполнения природным газом пологого водоносного горизонта массивного типа Левенцовской площади с определением средневзвешенного давления газовой зоны (7,5–10,5 МПа), объема сберегаемого и приведенного к нормальным условиям газа (0,5–3 млрд. м³), а также положения газоводяного контакта в период закачки, хранения и извлечения газообразных углеводородов.

Научная новизна. Разработана и верифицирована численная гидродинамическая модель подземного хранилища газа, создаваемого в водоносном пласте массивного типа. Модель позволяет учитывать форму купольной части пласта и влияние защемленного газа, а также определять нестационарное положение поверхности газоводяного контакта. Предложенная модель может быть также использована для расчета показателей работы хранилища газа в горизонтальном водоносном горизонте.

Практическая значимость. Созданная в пакете Maple программа расчета основных гидродинамических параметров подземных хранилищ газа в водоносных пластах купольной структуры позволяет определять основные

технико-экономические показатели их эксплуатации на стадии проектирования, что может быть использовано при составлении бизнес-планов и инвестиционных предложений по сезонному аккумулярованию газообразных углеводородов в природной среде.

Ключевые слова: подземное хранилище газа; водоносный пласт; купольная структура; моделирование; газовой контакт

ABOUT AUTHORS

Inkin Oleksandr, Doctor of Technical Science, Professor of Department of Hydrogeology and Engineering geology Dnipro University of Technology, 19 av. Dmytra Yavornytskoho, Dnipro, Ukraine, 49005. Institute for Physics of Mining Processes of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2A Simferopolskaya Street, Dnipro, Ukraine, 49600. E-mail: inkin@ua.fm

Dereviahina Nataliia, Candidate of Technical Science, Assosiated Professor of Department of Hydrogeology and Engineering geology Dnipro University of Technology, 19 Dmytra Yavornytskoho Ave., Dnipro, Ukraine, 49005.
E-mail: natali.derev@gmail.com

Hriplivec Yuliia, PhD of Department of Hydrogeology and Engineering geology Dnipro University of Technology, 19 Dmytra Yavornytskoho Ave., Dnipro, Ukraine, 49005