

## РОЗРОБЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ НОРМУВАННЯ ВТРАТ ГАЗУ В ПІДЗЕМНИХ ГАЗОСХОВИЩАХ

Д. Ф. Тимків, Я. В. Костів, В. О. Заєць

ІФНТУНГ; м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,  
e-mail: tzn g @ n i n g . e d u . u a

*Проаналізовано роботу підземних сховищ газу в Україні. Отримані дані покладено в основу математичної моделі для нормування втрат газу в підземних газосховищах. Експлуатація газосховищ пов'язана з процесами розчинювання газу в пластових водах та його дифузії та сорбції гірничими породами, що сприяє пластовим втратам газу, які є безповоротними та зумовленими різними чинниками. Величину пластових втрат обов'язково треба контролювати комплексом промислових, геолого-геофізичних і гідрохімічних досліджень, які дозволяють контролювати положення контурів газонасиченості всіх покладів.*

Ключові слова: пластовий тиск, пластові води, пористе середовище, депресія, газонасичена область, покрівля, пласт-колектор, дифузія.

*Проанализирована работа подземных хранилищ газа в Украине. Полученные данные положены в основу разработки математической модели для нормирования потерь газа в подземных газохранилищах. Эксплуатация газохранилищ связана с процессами растворения газа в пластовых водах и его диффузии и сорбции горными породами, что увеличивает пластовые потери газа, которые являются безвозвратными потерями и обусловлены различными факторами. Величина пластовых потерь газа обязательно должна контролироваться комплексом промышленных, геолого-геофизических и гидрохимических исследований, позволяющих контролировать положение контуров газонасыщенности всех залежей.*

Ключевые слова: пластовое давление, пластовые воды, пористая среда, депрессия, газонасыщенная область, кровля, пласт-коллектор, диффузия.

*The article deals with the analysis of the underground gas tanks operation in Ukraine. Obtained data serve as a basis for the development of the mathematical model for loss of gas limitation in gas tanks. The gas tanks exploitation is connected with the gas dilution in reservoir waters and its diffusion and sorption by rocks, and all these increase the loss of gas. This is an irretrievable loss of gas due to different factors. The size of loss of gas should be controlled by a complex of industrial, geological, geophysical and hydro chemical researches that allow monitoring the location of the gas saturation sections of all deposits.*

Key words: reservoir pressure, reservoir waters, porous medium, draw-down pressure, gas saturation zone, covering, reservoir bed, diffusion.

### Вступ

Можливість утримування розчиненого газу в прилеглих пластових водах, відіграє значну роль у процесах формування й експлуатації газових покладів. Роль розчиненого газу в цих процесах вперше розглянуто в роботах В.П. Савченка і А.Л. Козлова, а також у дослідженнях стосовно розчинності природних газів у пластових водах, результати яких знайшли відображення в науковій праці М.Р. Лозовського.

Газ, що розчинився у пластовій воді, далі вже дифузує в ній. Переміщення молекул газових компонентів унаслідок теплового руху або дифузії є одним з найрозповсюджених процесів розсіювання газів. Унаслідок джигузії концентрація газу зменшується і вирівнюється його хімічний потенціал.

Формування комплексу розчинених у пластових водах речовин і самих вод, а також їх рух та вплив на міграцію вуглеводнів, формування та руйнування покладів газу детально розглянуті О.Е. Гуревичем, Л.Н. Капченком і М.М. Кругліковим. Ці вчені приділили значну увагу питанням визначення руху підземних вод за даними про пластові тиски і щільність води та методам математичного моделювання. Осо-

блива увага приділялася питанням міграції газоподібних вуглеводнів.

Все це стосувалося газових родовищ і не стосується пластових втрат, особливо в підземних сховищах газу.

Тільки з розвитком підземного зберігання газу почали з'являтися матеріали дослідницьких робіт з процесів формування штучних газових покладів, розчинення природних газів у пластових водах, його дифузії в законтурні води й оточуючі породи.

На основі викладеного стає нагальною необхідністю розроблення математичної моделі визначення та нормування втрат при експлуатації підземних газосховищ.

### Об'єкт, мета і завдання досліджень

Об'єктом досліджень даної статті є процеси, які протікають у підземних сховищах газу при їх використанні в газотранспортній системі України. Метою є вивчення закономірностей протікання гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі, розроблення математичної моделі для визначення втрат газу при створенні й експлуатації підземних газосховищ. Для цього необхідно було проаналізувати робо-

ту існуючих підземних сховищ газу; вивчити причини розчинення, дифузії та сорбції газу; розробити математичну модель для визначення втрат газу при створенні й експлуатації підземних сховищ газу, розвинути методи та способи підвищення ефективності їх роботи.

### **Аналіз літературних даних**

Тільки з розвитком підземного зберігання газу стали з'являтися матеріали дослідницьких робіт із процесів формування штучних газових покладів, розчинення природних газів у пластових водах, його дифузії в законтурні води й оточуючі породи. Одна з таких робіт була виконана А.Л. Хейном та П.Я. Алтуховим [1]. В ній було досліджено вплив динамічних параметрів на процес вилучення газу з газоводоносного пласта. На підставі одержаних результатів були зроблені такі висновки: глибина залягання як водоносних структур, так і продуктивних пластів природних газових покладів із крайовою чи підшовною водою не впливає суттєво на проходження процесів заміщення газу водою під час експлуатації цих об'єктів; інтенсивність об'ємного заміщення води газом під час відбирання та ступінь защемлення газу вторгненою в сховище водою мало залежить від перепаду тиску в ньому та визначається, в основному, коефіцієнтом співвідношення тисків на границях сховища.

В статті [2] розглянуто задачу оптимізації роботи газосховищ у Західному регіоні України в складі газотранспортної системи. Розроблено математичну модель роботи газосховищ у складі ГТС; проведено числові дослідження щодо оцінювання потенціалу оптимізації; розглянуто технологічну схему, яка пов'язує газосховища з ГТС і багатоваріантність їхньої експлуатації. Для вибору варіантів ефективної експлуатації за паливно-енергетичними затратами та максимальної сумарної піковості системи ПСГ разом із ГТС сформульовано інтегральну критеріальну оцінку існуючого режиму ГТС для побудови алгоритму оптимального завантаження ПСГ.

У праці [3] розроблено математичну модель процесів фільтрації – дифузії в неоднорідних пластах-колекторах підземного сховища газу зі зосередженими джерелами. Поставлено загальну задачу на заміщення буферного газу азотом. Для різних варіантів заміщення буферного газу запропоновано алгоритми знаходження контуру поширення азоту.

В статті [4] об'єктом дослідження є група технологічно пов'язаних підземних газосховищ. Сумісна ефективна експлуатація газосховищ вимагає узгодження режимів їх роботи. Для формування оцінки потенціалу оптимізації потрібно розробити математичну модель роботи газосховищ у складі ГТС і поставити відповідні задачі оптимізації.

Автором статті [5] запропоновано та досліджено математичні моделі взаємозаміщення двох газів. Розглянуто диференціальну, балансову моделі заміщення та модель типу фільтрація-дифузія. Для розрахунку тиску газів та кое-

фіцієнта взаємодифузії побудована зв'язана система диференціальних рівнянь у частинних похідних. Для сталих параметрів середовища та повільної зміни тиску в ньому знайдено розв'язок цієї системи

Найближче до вирішення питання пластових втрат газу при створенні й експлуатації ПСГ підійшли Г.Г. Гершанович з В.І. Дуболазовим [7] та Г.І. Солдаткін з І.М. Биковим [8]. Автори даних робіт уперше зробили спробу класифікувати втрати газу за їх характером та оцінити їх кількість, розробили методу розрахунку втрат.

### **Результати досліджень визначення втрат газу при створенні й експлуатації підземних сховищ газу**

Технологічні процеси в підземних сховищах газу пов'язані з закачуванням, відбиранням і довгостроковим зберіганням газу під тиском у пористому середовищі. Умови формування штучних газових покладів у пористих пластах визначаються колекторськими та фільтраційними властивостями, розподіленням пористості та проникності по площі, ступенем неоднорідності й анізотропією. Деяка частина газу внаслідок дифузії виходить за межі сховища (в покрівлю, підшовні та законтурні води) і втрачається. Тобто практично на всіх підземних газосховищах (ПСГ) мають місце пластові процеси, пов'язані з розчиненням, дифузією, сорбуванням вуглеводнів. І хоча вони не виходять за рамки встановлених співвідношень між активним і буферним газом, але защемлення частини об'єму газу може помітно знижувати потенційні можливості його відбирання та призводити до збільшення пластових втрат. Тому без урахування величини защемленого, розчиненого у воді та дифундуючого газу неможливо встановити його істинний баланс у ПСГ. Оскільки геологічні втрати за своїм характером є дуже складними, то для їх оцінки необхідно провести додаткові дослідження.

На величину незворотних пластових втрат впливає також і розмір газосховища, а отже і кількість свердловин. Таким чином, при визначенні безповоротних пластових втрат газу необхідно враховувати специфіку газосховищ, оцінювати їх взаємовплив за наявності між ними газогідродинамічного зв'язку.

Експлуатування газосховищ пов'язане з процесами розчинювання газу в пластових водах і його дифузії та сорбції гірничими породами, що сприяє пластовим втратам газу. Величину пластових втрат обов'язково треба контролювати комплексом промислових, геолого-геофізичних і гідрохімічних досліджень, які дозволяють контролювати положення контурів газонасиченості всіх покладів.

Величина пластових втрат газу не піддається безпосередньому вимірюванню. Непрямі висновки про наявність і інтенсивність цих втрат слід робити на підставі аналізу динаміки зміни газонасиченості та газонасиченої товщини пласта в приконтурних свердловинах, а та-

кож показників пластового тиску в експлуатаційних і спостережних свердловинах.

Пластові втрати, зумовлені адсорбцією, фільтрацією та розчинністю, слід обчислювати різними методами. Якщо не можна точно визначити втрати шляхом прямого розрахунку через брак інформації про об'єм газового покладу, площі контактування з водою, проникність, то слід використовувати зворотній метод визначення величини втрат на підставі аналізу фактичних даних експлуатування ПСГ.

Незворотні пластові втрати газу, спричинені аварійними ситуаціями та перетіканням за межі пастки з утворенням ізолюваних покладів, визначають іншими відомими методами.

Розглядаючи пластові частини ПСГ, треба враховувати непередбачені та неконтрольовані процеси, а саме защемлення й розчинність газу, його дифузію в навколишні води, перекирвальні та підстилаючі породи – тобто ті, що призводять до пластових утрат газу.

Практика та теорія експлуатації значної кількості ПСГ із газо- та газоводопружними режимами свідчить, що радіус газонасиченої області (зовнішнього контуру) і висотне положення площини газоводяного контакту (ГВК) за один цикл змінюється несуттєво. Тому слід прийняти певні припущення. Залишаються постійними: середній газонасичений поровий об'єм (ГПО), положення контуру газонасиченості та площі ГВК; площі, через які дифузує газ (у підшовні води через поверхню ГВК; в законтурні води через площу, обмежену зовнішнім контуром і товщею перехідної зони; в покрівлю через площу по покрівлі покладу, обмеженого зовнішнім контуром газонасиченості).

Для визначення пластових втрат газу внаслідок дифундування використовують основну формулу загального вигляду [9]:

$$Q_D = \frac{D \cdot S_D \cdot K_p (\bar{P}_K - \bar{P}_\Phi) \tau}{l}; \quad (1)$$

якщо прийняти  $K_p \cdot P_K - K_p \cdot P_{cp} = C_K - C_\Phi$ , тоді вираз (1) запишеться у вигляді:

$$Q_D = \frac{D \cdot S_D (C_K - C_\Phi) \tau}{l}, \quad (2)$$

де  $Q_D$  – об'єм газу, що дифундував, млн.м<sup>3</sup>;

$S_D$  – площа, через яку дифундував газ, млн.м<sup>2</sup>;

$l$  – відстань, на яку дифундував газ у породі, м;

$D$  – коефіцієнт дифузії через породу, насичену пластовою водою відповідної мінералізації, м<sup>2</sup>/с;

$K_p$  – коефіцієнт розчинності газу в пластовій воді відповідної мінералізації, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> · МПа;

$\bar{P}_K$  та  $\bar{P}_\Phi$  – приведений пластовий тиск на площині ГВК і фоновий відповідно, МПа;

$K_p \bar{P}_K = C_K$  – концентрація газу на площині ГВК, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$K_p \bar{P}_\Phi = C_\Phi$  – фонові або фронтальна концентрація газу, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\tau$  – час дифузії за період існування ПСГ, с.

Визначаємо відстань дифузії газу в покрівлю, підшову, за контур газонасиченості за формулою молекулярної дифузії [9]:

$$l = K \sqrt{D \cdot \tau}, \quad (3)$$

де  $l$  – відстань дифузії, м;

$K$  – числовий коефіцієнт, який знаходять з графіка, наведеного на рисунку 6.5;

$D$  – коефіцієнт дифузії, м<sup>2</sup>/с;

$\tau$  – час дифузії, с.

Пластові втрати газу внаслідок дифузії під час спорудження й експлуатації ПСГ із пластовими штучними газовими покладами й крайовою водою, а також при експлуатації ПСГ із масивним штучним газовим покладом, який підстилається підшовною водою, розраховують з анаступними формулами.

При дифузії в покрівлю пласта-колектора:

$$Q_{D_{нк}} = \frac{D_{зл} \cdot S_{ПК} (C_K - C_\Phi) \tau}{l_{Д зл}}, \quad (4)$$

де  $Q_{D_{нк}}$  – об'єм газу, що дифундував у покрівлю пласта-колектора, млн.м<sup>3</sup>;

$D_{зл}$  – коефіцієнт дифузії для глинистих порід, м<sup>2</sup>/с;

$S_{ПК}$  – площа покрівлі, оконтурена зовнішнім контуром ГВК, через яку газ дифундує в покрівлю пласта-колектора, млн.м<sup>2</sup>;

$l_{Д зл}$  – віддаль дифузії газу в глинистих породах, м

При дифузії в підшову пласта-колектора:

$$Q_{D_{пд}} = \frac{D_{зл} \cdot S_{ПД} (C_K - C_\Phi) \tau}{l_{Д зл}}, \quad (5)$$

де  $Q_{D_{пд}}$  – об'єм газу, що дифундував у підшову пласта-колектора, млн.м<sup>3</sup>;

$S_{ПД}$  – площа, оконтурена внутрішнім контуром ГВК, через яку газ дифундує в підшову пласта-колектора, млн.м<sup>2</sup>

При дифузії за контур газонасиченості обчислюється за формулою:

$$Q_{D_{к}} = \frac{D_{nc} \cdot S_3 (C_K - C_\Phi) \tau}{l_{Д nc}}, \quad (6)$$

де  $Q_{D_{к}}$  – об'єм газу, що дифундував за контур газонасиченості, млн.м<sup>3</sup>;

$D_{nc}$  – коефіцієнт дифузії для пісковиків, м<sup>2</sup>/с;

$S_3$  – площа між зовнішнім і внутрішнім контуром ГВК, через яку газ дифузує за контур газонасиченості, млн.м<sup>2</sup>;

$l_{Д nc}$  – відстань дифузії газу в пісковиках, м.

При дифузії в підшовні води (нижче перехідної зони):

$$\sum Q_B = \sum Q_D + \sum Q_{PG} + Q_{AD}, \quad (7)$$

де  $\sum Q_{BP} = \sum Q_D + Q_{AD}$  – об'єм газу, що дифундував у підшовні води, млн.м<sup>3</sup>;

$S_{ГВК}$  – площа, оконтурена ГВК, млн.м<sup>2</sup>

При дифузії за зовнішній контур ГВК:

$$Q_{D_{зк}} = \frac{D_{nc} \cdot S_{зк} (C_K - C_\Phi) \tau}{l_{D_{nc}}}, \quad (8)$$

де  $Q_{D_{зк}}$  – об'єм газу, що дифундує за контур газоносності, млн.м<sup>3</sup>;

$S_{зк}$  – площа, через яку дифундує газ і яка враховує зовнішній периметр ГВК і товщину перехідної зони, млн.м<sup>2</sup>, тобто  $S = P_{зв} \cdot h_{пз}$ .

Потім визначають об'єм газу, розчиненого у пластовій воді, при якому в процесі експлуатації ПСГ на площині ГВК від зміни пластового тиску в газовому покладі виникає явище “поршнювання”, яке циклічно повторюється. Це призводить до того, що певний об'єм газу в перехідній зоні затискується (запирається) у формі пухирців, збільшуючи у такий спосіб її газонасиченість. У процесі закачування пухирці газу від надлишку тиску зменшуються в розмірі (діаметрі), частина їх розчиняється у воді перехідної зони. Під час відбирання газу, разом зі зниженням тиску в покладі, відбувається зворотний процес.

Перед тим, як визначити об'єм газу, защемленого в перехідній зоні, необхідно встановити її газонасиченість, середню товщину (глибину), кінцевий коефіцієнт об'ємної газонасиченості, поровий об'єм, площу поверхні ГВК.

Газонасиченість перехідної зони під час надходження води в поклад ПСГ приймають рівною половинному значенню його газонасиченості, тобто середній величині газонасиченості на площині ГВК  $\sigma_{Гзвк}$  і нижній площині перехідної зони, де вже немає защемленого газу  $\sigma_{Гпн}$  ( $\sigma_{Гпн} = 0$ ) або:

$$\sigma_{Гпз} = \frac{\sigma_{Гзвк} + \sigma_{Гпн}}{2}, \quad (9)$$

Слід також урахувати газонасиченість розчиненого газу в перехідній зоні  $\sigma_{Грпз}$ , що його розраховують за формулою  $\sigma_{Грпз} = K_p \cdot \sigma_e$ , в якій  $K_p$  – коефіцієнт розчинності газу в пластовій воді (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>·МПа), а  $\sigma_e$  – коефіцієнт водонасиченості ( $\sigma_e = 1 - \sigma_{Гпз}$ ). Із урахуванням цього загальна газонасиченість перехідної зони становить  $\sigma_{Гз} = \sigma_{Гпз} - \sigma_{Грпз}$ .

Порівняно з розрахунковою концентрацією газу на площині ГВК ( $C_K = K_p \cdot \Delta P_{max}$ ) встановлюють ступінь насиченості води газом. Якщо води недонасичені газом, то газ не може переходити у вільну фазу й надходити в поклад ПСГ, а, навпаки, дифундує з ПСГ через недона-

сичення та різницю концентрації на контурі та поза контуром.

Поровий об'єм перехідної зони розраховують за формулою:

$$W_{пз} = S_{звк} \cdot h_{пз} \cdot m, \quad (10)$$

де  $W_{пз}$  – поровий об'єм перехідної зони, млн.м<sup>3</sup>;

$S_{звк}$  – площа поверхні ГВК, млн.м<sup>2</sup>;

$h_{пз}$  – товщина (глибина) перехідної зони, м, яку отримують із даних промислово-геофізичних досліджень (якщо таких даних немає, то цей показник розраховують за формулою (3));

$m$  – пористість пласта-колектора, частка одиниці.

Об'єм газу, що защемлюється в перехідній зоні, розраховують за формулою:

$$Q_{зцм} = W_{пз} \cdot \Delta P_{max} \cdot \alpha_k, \quad (11)$$

де  $Q_{зцм}$  – об'єм газу, защемленого в перехідній зоні, млн.м<sup>3</sup>;

$W_{пз}$  – поровий об'єм перехідної зони, млн.м<sup>3</sup>;

$\Delta P_{max}$  – тиск насичення в перехідній зоні, який дорівнює перепаду між середньорічним (максимальним) пластовим на площині ГВК та початковим на момент створення ПСГ, МПа;

$\alpha_k$  – кінцевий коефіцієнт об'ємної газонасиченості перехідної зони після надходження води в поклад ПСГ, частка одиниці.

Об'ємний коефіцієнт газонасиченості  $\alpha_k$  обчислюють за загальноприйнятою формулою:

$$\alpha_k = \frac{\alpha_0}{1 - \alpha_0}, \quad (12)$$

$$\alpha_0 = (1 - 1,413 \cdot \sqrt{\sigma_e \cdot m}) \sigma_e, \quad (13)$$

де  $\alpha_k$  – кінцевий коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої (перехідної) зони, частка одиниці;

$\alpha_0$  – коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої (перехідної) зони при початковому пластовому тиску, частка одиниці;

$\sigma_e$  – коефіцієнт газонасиченості в газовому покладі, частка одиниці.

Кількість газу, який розчинився в перехідній зоні, розраховують за формулою:

$$Q_{рпз} = V_{e_{пз}} \cdot K_p \cdot \Delta P_{max}, \quad (14)$$

де  $Q_{рпз}$  – кількість газу, розчиненого в перехідній зоні, млн.м<sup>3</sup>;

$V_{e_{пз}} = W_{пз} \cdot (1 - \sigma_{e_{пз}})$  – об'єм води перехідної зони, млн.м<sup>3</sup>;

$K_p$  – коефіцієнт розчинності газу в пластовій воді, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>·МПа;

$\Delta P_{max}$  – тиск насичення, МПа.

Кількість газу, що розчинився в залишковій воді загального порового об'єму ПСГ, визначають за формулою:

$$Q_{pze} = V_{ze} \cdot K_p \cdot \Delta P_{\max}, \quad (15)$$

де  $Q_{pze}$  – об'єм газу, розчиненого в залишковій воді загального порового об'єму ПСГ (до площини ГВК), млн.м<sup>3</sup>;

$K_p$  – коефіцієнт розчинності газу в пластовій воді, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>·МПа;

$\Delta P_{\max}$  – тиск насичення, який дорівнює перепаду між  $\Delta P_{пл.макс}$  і  $P_{П}$ , МПа;

$V_{ze}$  – об'єм залишкової води загального порового об'єму ПСГ (до площини ГВК), млн.м<sup>3</sup>, який визначають за формулою

$$V_{ze} = \frac{\Omega_{zn}}{\sigma_z} \cdot \sigma_e \quad \text{або} \quad V_{ze} = \frac{\Omega_{zn}}{\sigma_z} \cdot (1 - \sigma_{zn}).$$

Усього розчиненого газу в ПСГ складе:

$$Q_{Гр} = Q_{зцм} + Q_{рпз} + Q_{pze}. \quad (16)$$

Газ, адсорбований гірською породою, утворює на поверхні мінеральних часток шар товщиною в кілька молекул, що підтримується дуже великим тиском, а також менісковими й осмотичними силами.

Кількість газу, що перейшла з газової фази або з розчиненого у воді газу до фізично зв'язаного стану в гірських породах, відносно невелика, тому для її оцінювання застосовують приблизні методи. Як показали дослідження, кількість адсорбованого газу становить від 10% до 20% об'єму газу, розчиненого в пластовій воді. В середньому він складає приблизно 15%.

Тому для визначення об'єму адсорбованого газу на ПСГ необхідно спершу розрахувати загальну кількість розчиненого газу, який міститься в пластовій воді як у контурі газоносності, так і поза ним. Після цього кількість адсорбованого газу ( $Q_{ад}$ ) визначають за формулою:

$$Q_{ад} = \sum Q_{pz} \cdot 0,15. \quad (17)$$

Втрати газу з геолого-технічних причин зумовлені якістю проводки свердловин, їх конструкцією, аномальними порушеннями в геологічному розрізі, розвитком у часі заколонних перетікань, пов'язаних із процесом старіння цементного кільця, наявністю знакозмінних навантажень на експлуатаційну колонну.

Заколонний простір свердловин, можливо, є провідним каналом для високонапірного газу: тут газ може рухатись уздовж площин неповного контактуванням обсадних труб з цементним кільцем і вздовж цементного кільця з породою, а також через пористе оточення цементного каменю, за наявності достатньої газопроникувості (порову й тріщинну). Хоча в звичайних умовах тампонажна речовина все ж залишається проникливою, витрати газу під час фільтрування крізь пористе оточення цементу в заколонному просторі не можуть бути значними. Проте цей процес, зазвичай, триває неперервно протягом усього часу існування свердловин у

газоносній зоні. Тому втрати газу з ПСГ за умови задовільно проникності тампонажного матеріалу за колонами можуть бути відчутними.

Врати газу, спричинені геолого-технічними умовами, розраховують за формулою [10]:

$$\left(\frac{P_{cp}}{P_{am}}\right)^2 - \left(\frac{P_0}{P_{am}}\right)^2 = \frac{2\mu}{k \cdot P_{am}} \cdot \frac{L}{F} \cdot q, \quad (18)$$

де  $P_{cp}$ ,  $P_0$ ,  $P_{ат}$  – тиск: середній за рік (цикл) у газовому покладі, на поверхні цементного кільця та повітряний відповідно, кгс/см<sup>2</sup>;

$\mu$  – в'язкість газу, сП;

$L$  – товщина цементного кільця в свердловині, см;

$k$  – газопроникувність цементного каменю, Д (10<sup>-12</sup>м<sup>2</sup>);

$F$  – площа цементного кільця, см<sup>2</sup>;

$Q$  – дебіт перетоку газу по цементному кільцю, см<sup>3</sup>/с.

Формулу (18) можна використати також для визначення перетікання газу з газового покладу ПСГ до контрольного горизонту по цементному кільцю. У такому випадку вона набуде такого вигляду:

$$\left(\frac{P_1}{P_{am}}\right)^2 - \left(\frac{P_2}{P_{am}}\right)^2 = \frac{2\mu}{k \cdot P_{am}} \cdot \frac{L'}{F} \cdot q', \quad (19)$$

де  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_{ам}$  – тиск: в газовому покладі, в пласті, куди перетік газ, і повітряний тиск відповідно, кгс/см<sup>2</sup>;

$L'$  – відстань між пластами, см

$q'$  – дебіт перетікання газу по цементному кільцю до контрольного горизонту, см<sup>3</sup>/с.

Для оцінки можливих перетікань газу з газового покладу ПСГ у контрольний горизонт крізь літологічні "вікна" в пласті-покришці використовують формулу:

$$Q = \frac{k \cdot F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{2\mu \cdot h}, \quad (20)$$

де  $k$  – проникність в зоні "вікна", Д (10<sup>-12</sup>м<sup>2</sup>);

$F$  – площа "вікна", см<sup>2</sup>;

$P_1, P_2$  – тиск у газовому покладі та контрольному горизонті відповідно, МПа;

$\mu$  – в'язкість газу, сП;

$h$  – товщина пласта-покришки, см.

## Висновки

1. Розроблено математичну модель втрати газу при дифузії в підшову пласта-колектора, покришку, за контур газоносності залежно від відстані.

2. На основі результатів дослідження всіх процесів дифузії визначено загальний об'єм втрат газу в підземних газових сховищах

3. Визначено, що основні втрати газу припадають на його дифузії у покрівлю та підшову пласта-колектора.

4. Визначено, що дифузія газу за контур газоносності оцінюється від 0.2 до 0.9 млн. м<sup>3</sup>.

**Література**

- 1 Хейн А. Л. Экспериментальное изучение влияния динамических параметров на процесс извлечения газа из водонасыщенного пласта / А. П. Хейн, П. Я. Алтухов // Газовая промышленность. – 1964. – №9. – С. 44-48.
- 2 Гринів О. Математична модель сумісної роботи газосховищ. Постановка задач / О. Гринів, Н. Притула, М. Притула // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2012. – № 744. – С. 243-248.
- 3 Гринів О. Математичне моделювання та оптимізація сумісної роботи газосховищ / О. Гринів, Н. Притула, М. Притула // Центр математичного моделювання ІППММ ім. Я.С. Підстригача НАН України. – 2012. – С. 243-250.
- 4 Вечерік Р. Л. Математичне моделювання процесу руху газу в системі пласт підземного сховища газу / Р. Л. Вечерік, Я. Д. П'янило, М. Г. Притула, Ю. Б. Хасцький // Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 83-89.
- 5 Вечерік Р. Л. Математичний аналіз акумулюючої здатності газоносних пластів ПСГ / Р. Л. Вечерік, Я. Д. П'янило, М. Г. Притула, Ю. Б. Хасцький // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 6. – С. 55-59.
- 6 П'янило Я. Д. Моделювання процесу заміщення газів у пористих середовищах / Я. Д. П'янило // Прикладні проблеми механіки і математики. – 2011. – Вип. 9. – С. 181-189.
- 7 Опыт создания, эксплуатации и промышленных исследований ПСГ / Г. Г. Гершанович, В. И. Дуболазов, Л.З. Позин [и др.] // Транспорт и хранение газа. – 1972. – 55 с.
- 8 Солдаткин Г. И Подземное хранение газа водоносных пластах (зарубежный опыт) / Г. И. Солдаткин, А. И. Боткин. – М.: ВНИИЭ-газпром, 1968. – 61 с.
- 9 Высоцкий И. В. Геология природного газа / И. В. Высоцкий. – М.: Недра, 1979. – 390 с.
- 10 Маниот А. Ю. Растворимость газов в воде / А. Ю. Маниот. – М.: Недра, 1991. – 167 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
12.11.16*

*Рекомендована до друку  
професором Грудзом В.Я.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Говдяком Р.М.  
(ІК «Машекспорт», м. Київ)*