

УДК 622.691.4

**РОЗРОБКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ
В БАГАТОПЛАСТОВИХ ПОКЛАДАХ****В. О. Заєць, Д. Ф. Тимків**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ. вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3422) 4-21-66; e-mail: mechtash@nung.edu.ua*

У даній роботі вирішується проблема перетікання газу при бурінні експлуатаційних свердловин й одночасного розкриття в них перфорацією двох потенційних об'єктів для підземного зберігання газу, при якому відбувається сполучення між горизонтами, внаслідок чого проходить перетікання газу. Можливість перетікання газу з вищезалегаючого в нижчезалегаючий горизонт визначається різницею їх початкових пластових тисків з додаванням тиску, що утворюється стовпом газу, спрямованого з верхнього горизонту в нижній. Розглянуто декілька таких методів. Один із них пропонує якісну оцінку величини перетікань газу, яка значною мірою залежить від частоти визначення пластового тиску в горизонтах, вимірювання проводять із мінімальним розривом у часі. Весь період неконтрольованого перетікання газу розбивається на відрізки часу, характерні при послідовному проведенні вимірювань пластового тиску у верхньому горизонті. Крім перетікань газу між пластами в даній статті досліджується геогідродинамічний контроль режимів роботи при експлуатації багатопластових підземних сховищ газу. Для дослідження таких режимів примінено метод годографу.

Ключові слова: *буферний і активний газ, перетікання газу, пластовий тиск, геогідродинамічний контроль.*

Вступ. Підземні сховища газу (ПСГ), як правило, використовуються для регулювання нерівномірності газопостачання в сезонні періоди, які залежать від навколишнього середовища, тобто від температури. Вони дозволяють газотранспортним підприємствам підвищувати коефіцієнт використання газопроводів, що приводить до пониження питомих витрат доставки газу споживачам, а також підвищує її надійність і безперервність.

Максимальне використання підземного зберігання газу є одним із найкращих способів підвищення загальної ефективності газотранспортних операцій. Підземні сховища газу на першому етапі свого розвитку розглядались як альтернатива збільшенню діаметру трубопроводу і як засоби регулювання коефіцієнта навантаження (використання).

Основними технологічними показниками ПСГ є буферний і активний газ, добова продуктивність сховища, тривалість відбору активного газу, кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин, максимальний і мінімальний пластові тиски.

Постановка задач дослідження. При створенні й експлуатації підземних сховищ газу в водоносних структурах виникає проблема вивчення руху газоводяних сумішей у пористому середовищі. Як показано численними експериментальними та теоретичними дослідженнями, при закачуванні газу в водоносний пласт, газ не цілком витісняє воду. Газ як більш рухливий флюїд під час свого руху обганяє воду, при цьому утвориться зона двофазного руху флюїдів. Наявність зони двофазної течії доводиться враховувати при створенні підземного сховища (при закачуванні газу в пласт), а також при відборі газу зі сховища.

В даний час найбільш математично розробленою теорією двофазного плин у рідин у пористому середовищі є теорія Баклея-Леверетта. Вихідною передумовою цієї теорії є визнання існування узагальненого закону фільтрації Дарсі, коли під швидкістю фільтрації розуміється фазова швидкість фільтрації, а під проникністю – фазова проникність пористого середовища, що є відомою функцією насиченості. На сьогодні не існує задовільної теорії визначення фазових проникностей; вони визначаються експериментально. Експерименти показують, що фазові проникності залежать від фізико-хімічних і гідродинамічних властивостей рідин і пористого середовища. Деякі дослідження виявляють вплив характеру процесу (швидкостей витиснення, перепадів тиску і т.д.) на величину фазових проникностей. Тому необхідна розробка й удосконалення методики експериментів по визначенню фазових проникностей. За характером режиму руху рідин у пористому середовищі експерименти з визначення фазових проникностей варто розділити на дві групи. До першої групи слід віднести експерименти з визначення фазових проникностей при сталому плинні суміші двох рідин, до другої – експерименти з визначення фазових проникностей, які виконуються безпосередньо зі спостереження за процесом витиснення рідини газом. Природно, при розрахунку процесу витиснення води газом перевага віддається фазовим проникностям, визначеним із дослідів, які належать до другої групи.

Аналіз літературних джерел. Досвіду створення газосховищ, а також особливостям їх експлуатації з метою специфікації досліджень експлуатаційно-нагнітальних свердловин, оптимізації параметрів і режимів роботи присвячені роботи як вітчизняних, так і зарубіжних вчених.

У роботах цих науковців розглядаються методи підвищення ефективності газотранспортної системи, а також способи регулювання потоків газу газотранспортними підприємствами, які експлуатують магістральні трубопроводи, на базі використання підземних сховищ газу.

Роботи [1, 2] описують технології експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) із використанням інертного газу як буферного, що може бути використаний у газовій промисловості в процесі циклічної експлуатації ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів і водоносних пластів в умовах їх неоднорідності.

Робота будь-якого ПСГ передбачає формування буферного об'єму газу в пласті, роль якого полягає у забезпеченні безводної експлуатації ПСГ і необхідної пластової енергії для можливості відбирання всього активного об'єму газу. Тому для підвищення економічної ефективності експлуатації ПСГ існує потреба в створенні оптимальної технології заміщення якомога більшої частини буферного газу газом нижчої вартості.

Відомий спосіб створення ПСГ у водоносному пласті, згідно з яким для формування буферного об'єму газу в пласт закачують інертний газ із вищезалюгаючого азотного покладу, що приєднаний до єдиного антиклінального підняття.

Основним недоліком цього способу є досить велика ймовірність дисперсії (змішування) азоту та природного газу, що може спричинити зниження якості газу, який відбирають з ПСГ у процесі експлуатації.

Відомий також спосіб створення ПСГ у соляних кавернах, що передбачає використання більш дешевого інертного газу як буферного шляхом його відокремлення від активного газу гнучкою непроникною мембраною, прикріпленою по контуру до стінок каверни (для запобігання можливості дисперсії газів) [11]. Недоліком цього способу є збільшення витрат на облаштування ПСГ.

Відомий також спосіб експлуатації ПСГ у водоносному пласті (вибраний як прототип), що передбачає закачування суміші вуглекислого газу з азотом в якості буферного газу в центральну частину структури та витіснення його на периферію природним газом [7].

Недоліком цього способу є погіршення техніко-економічних показників унаслідок дисперсії газів, поступового вилучення інертного газу та зниження кондиційності природного газу, який відбирають із ПСГ, а також висока вартість даної технології.

Вищевикладене свідчить про те, що проблема покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів та водоносних пластів в умовах їх значної неоднорідності шляхом заміщення буферного газу інертним газом, є досить актуальною.

Результати досліджень. У процесі створення багатопластового підземного сховища газу (ПСГ) у результаті буріння експлуатаційних свердловин і одночасного розкриття в них перфорацією двох потенційних об'єктів для підземного зберігання газу може мати місце сполучення між горизонтами, що призводить до перетікань газу. На багатопластовому ПСГ перетікання можуть розпочатися при створенні штучного газового покладу в одному з горизонтів, коли відбувається порушення

рівноваги у пластових тисках внаслідок нагнітання газу. Розглянемо кілька методів визначення об'ємів перетікань газу за наявності сполучення двох горизонтів в експлуатаційній свердловині.

Можливість перетікання газу з вищезалегаючого в нижчезалегаючий горизонт визначається різницею їх початкових пластових тисків з додаванням тиску, що утворюється стовпом газу, спрямованого з верхнього горизонту в нижній [12, 13]. Нехтуючи втратами тиску на тертя, перепад тиску, що визначає перетікання газу, записується у вигляді:

$$\Delta p = P_{1_{nl}} \cdot e^s - P_{2_{nl}}, \quad (1)$$

де $P_{1_{nl}}$ і $P_{2_{nl}}$ – пластовий тиск у верхньому і нижньому горизонтах на даний момент часу відповідно, МПа.; s – площа газоносності.

До кінця перетікання $\Delta p = 0$ або

$$P_{1_{nl, kin}} \cdot e^s = P_{2_{nl, kin}}, \quad (2)$$

де $P_{1_{nl, kin}}$ і $P_{2_{nl, kin}}$ – пластовий тиск у верхньому і нижньому горизонтах після перетікання відповідно, МПа.

Якісна оцінка величини перетікань газу значною мірою залежить від частоти визначення пластового тиску в горизонтах, вимірювання якого проводяться з мінімальним розривом у часі. Весь період неконтрольованого перетікання газу розбивається на відрізки часу (t_i), характерні при послідовному проведенню вимірювань пластового тиску в верхньому горизонті. Кількість газу (Q_{ni}), що перетікає в нижній горизонт за час t_i під час нагнітання газу в верхній горизонт і газовому режимі даного пласта визначається за формулою:

$$Q_{ni} = Q_n(t_i) \cdot \left(\frac{\bar{P}_{1_{nl(n)}}}{P_{1_{nl(n-1)}}} - 1 \right), \quad (3)$$

де $Q_n(t_i)$ – об'єм нагнітання газу за i -тий проміжок часу, млн.м³; $\bar{P}_{1_{nl(n-1)}}$ і $\bar{P}_{1_{nl(n)}}$ – приведені пластові тиски у верхньому горизонті на початок і кінець i -го проміжку часу під час нагнітання газу відповідно, МПа.

Після припинення нагнітання газу в верхній горизонт, об'єм перетікання газу (Q_{ni}) у нижній горизонт за час t_i визначається за формулою:

$$Q_{ni} = Q_z(t_i) \cdot \left(1 - \frac{\bar{P}_{1_{nl(n+1)}}}{P_{1_{nl(n)}}} \right), \quad (4)$$

де $Q_z(t_i)$ – залишковий об'єм газу на i -тий проміжок часу, млн.м³; $\bar{P}_{1_{nl(n)}}$ і $\bar{P}_{1_{nl(n+1)}}$ – приведені пластові тиски у верхньому горизонті на початок і кінець i -го проміжку часу після припинення нагнітання газу відповідно, МПа.

Загальний об'єм перетікань газу розраховується за формулою:

$$Q_{\text{газ}} = \sum_{i=1}^n Q_{n_i} \cdot \quad (5)$$

Разом із перевагами запропонованого методу, що базуються на використанні в розрахунках тільки значень пластового тиску у верхньому горизонті, існують і недоліки, які, головним чином, полягають у неможливості визначення об'єму перетікання за наявності рівності початкового та кінцевого пластових тисків у визначений проміжок часу t_i , хоча процес перетікання не припиняється ($P_{1_{\text{пл. кін}}} \cdot e^S \neq P_{2_{\text{пл. кін}}}$), тобто не досягається основна умова припинення перетікання (2).

Одним із можливих варіантів розрахунку перетікань є метод визначення добового дебіту газу під час перетікань у свердловинах для спільної експлуатації з наступним визначенням щомісячного обсягу і далі за весь час існування перетоків, який ґрунтується на різниці значень трубного ($P_{\text{тр}}$) і затрубного ($P_{\text{зтр}}$) тисків при відомому коефіцієнті гідравлічного опору λ . У свердловинах для спільної експлуатації, як правило, ліфтові труби спущені до нижнього горизонту, тобто перетікання газу з верхнього в нижній пласт відбувається по затрубному просторі, при цьому тиски $P_{\text{тр}}$ і $P_{\text{зтр}}$, як і слід очікувати, досить істотно різняться між собою. Отже, наявність умови $P_{\text{зтр}} > P_{\text{тр}}$ характеризує процес перетікання газу, після припинення якого істотна різниця в тисках буде відсутня, тобто $P_{\text{зтр}} = P_{\text{тр}}$. Однак, розрахунки об'єму перетікання за даним методом можуть бути ускладнені з кількох причин.

По-перше, на вибоях свердловин для спільної експлуатації не гарантується відсутність рідини, наявність якої може простежуватися за заниженими значенням тиску як в трубному, так і затрубному просторах. Це, в свою чергу, може призвести до недостовірного визначення пластового та вибійного тисків і відповідної похибки в підрахунку величини перетікань газу, тому що в даних розрахунках передбачається врахування газового середовища в свердловині.

По-друге, фактор недостатньої кількості вимірювань тиску ($P_{\text{тр}}$, $P_{\text{зтр}}$) у свердловинах для спільної експлуатації дозволяє зі значною точністю визначати об'єм перетікання газу в кожному конкретному випадку, для кожної свердловини окремо за весь період існування процесу перетікання. Крім того, не виключається можливість перетікання газу в "спільних" свердловинах по заколонному просторі, стовідсоткову герметичність якого встановити не можливо без проведення відповідних геофізичних досліджень.

Інший запропонований метод розрахунку перетікань газу ґрунтується на врахуванні поточних коефіцієнтів фільтраційного опору, визначених для кожного з горизонтів, втрат тиску в пласті та зміни дебіту газу при перетіканні в часі, приймаючи до уваги, що сполучення двох горизонтів відбувається в одній укрупненій свердловині, а також при роботі пластів за газовим режимом.

Рівняння припливу газу з верхнього горизонту має вигляд:

$$P_{1_{nl(n)}}^2 - P_{1_{внб(n)}}^2 = a_1 Q + b_1 Q^2. \quad (6)$$

Рівняння нагнітання газу в нижній горизонт при перетіканні має вигляд:

$$P_{2_{внб(n)}}^2 - P_{2_{nl(n)}}^2 = a_2 Q + b_2 Q^2, \quad (7)$$

де a_1 , a_2 , b_1 , b_2 – фільтраційні коефіцієнти опорів властивостей верхнього та нижнього пластів.

Ввівши позначення a , що залежить від a_1 і a_2 , та b – від b_1 і b_2 , після відповідних перетворень отримаємо формулу для визначення перетікань газу з верхнього горизонту в нижній:

$$Q_{n(n)} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b \cdot (P_{1_{nl(n)}}^2 e^{2S} - P_{2_{nl(n)}}^2)} - a}{2b}. \quad (8)$$

Для обчислень застосовується метод розрахунку зміни дебіту газу $Q(t)$, що базується на визначенні Q_{nl} за відомими початковими значеннями $P_{1_{nl1}}$ і $P_{2_{nl1}}$ за формулою (8), в подальшому задаючи відрізок часу t_1 , протягом якого приймається дебіт $Q_{nl} \approx const$, і визначається кількість газу, що перетікає за час t_1 , за формулою:

$$Q_1 = Q_{nl} \cdot t_1. \quad (9)$$

Далі за відомими значеннями $P_{1_{nl2}}$ і $P_{2_{nl2}}$ знаходяться відповідні $Q_1 + Q_2$, доти, поки $Q=0$.

Отже, представлені методи кількісної оцінки перетікань газу були розроблені та застосовувані на багатопластових ПСГ і показали свою високу ефективність. Так, за одним із варіантів розрахунку встановлено, що через свердловини для спільної експлуатації до нижчезалягаючого горизонту потрапило близько 21,4%, за іншим – 18,2% газу, рахуючи від загального об'єму нагнітання у вищезалягаючий горизонт. Розбіжність у кількісній оцінці перетікань між запропонованими варіантами незначна і становить 3,2% від загального об'єму нагнітання газу в верхній пласт. Тому, на сучасному етапі можна стверджувати, що отримана досить висока точність запропонованих методів вказує на необхідність їхнього застосування в умовах багатопластових ПСГ, для яких характерне існування газодинамічного зв'язку між продуктивними горизонтами в свердловинах для спільної експлуатації. Це особливо важливо на стадії створення газосховищ для можливості здійснення оперативної оцінки перетікань і ведення якісного балансу газу окремо по горизонтах.

Окрім досліджень перетікань газу між пластами необхідно проводити геогідродинамічний контроль режимів роботи при експлуатації багатопластових підземних сховищ газу.

Згідно з [8], ті чи інші технологічні методи дослідження природних об'єктів і впливу на них, що суттєво враховують їхню геологічну

або геофізичну специфіку і відповідну систему поглядів на об'єкти дослідження, називаються геотехнологічними. Оскільки ПСГ є об'єктом подвійного походження – природного (пласти та структурні пастки) і штучного, тобто технологічного (система закачування та відбирання газу) – то всі проблеми можна адекватно формулювати та вирішувати лише на геотехнологічному підґрунті.

Відповідно до цього, дослідження в галузі гідродинаміки пластових процесів у газосховищах мають бути значною мірою геогідродинамічними.

Для розвитку української системи ПСГ корисними являються такі геотехнологічні методи:

- метод експериментального вивчення руху газового об'єму в пластових умовах (метод годографу газового об'єму ПСГ) із діагностикою втрат газу як базою моніторингу характеристик ПСГ;

- метод екологічного контролю за формуванням сховища засобами польової геохімії та біогеохімії з використанням розв'язань спеціальних зворотних (геологічних) задач математичної фізики для дифузійних осередків розсіювання газових покладів як бази "зовнішнього" моніторингу характеристик ПСГ.

Комбінування засобів польової геохімії (газової зйомки Ph- і Eh-метрії та мікробіологічних досліджень) зі спеціальними задачами математичної фізики для дифузії метану в твердих породах було випробовано на Пролетарського ПСГ. Цими роботами було закладено базу ефективної методології екологічного контролю за формуванням ПСГ, заснованого на уточненні геологічної побудови покрівлі штучного покладу за даними про міграцію газу в його осередку розсіювання. Вирішення цієї проблеми є важливим перш за все тому, що структури-пастки, обрані для ПСГ, зазвичай слабо деформовані, і структурні побудови у нещільній мережі свердловин не дозволяють виявити диз'юнктивні дислокації покрівлі покладу на стадії проектування ПСГ і в такий спосіб запобігти ризику виникнення розгерметизації. Саме цю проблему дозволяють вирішити геохімічні роботи на площах, а у низці випадків навіть трасувати великі тріщини відриву, що розвиваються практично без зсуву в покрівлі структур-пасток [6].

Метод годографу газового об'єму ПСГ ефективно використовується в практиці робіт на всіх українських ПСГ і має за основу властивості функції скалярного аргументу (функції-годографу) виду:

$$\bar{\xi}(t) = M(t)\bar{i} + \frac{P(t)}{z(t)}\bar{j}. \quad (10)$$

Вона відповідає рівнянню стану природного газу, яке для геогідродинамічного контролю формування та експлуатації ПСГ зручно представити у вигляді:

$$M(t) = V \frac{P}{z}, \quad (11)$$

$$M(t) = P_0 \frac{T}{T_0} V_0(t),$$

де V – об’єм газу в пласті, маса якого за нормальних термодинамічних умов (T_0 , P_0) визначається об’ємом V_0 ; T , P – пластові значення температури та тиску; z – коефіцієнт надстигливості; t – час.

Оскільки умови створення ПСГ відповідають пластовій ізотермі, функція M є строго пропорційною V_0 , і тому відображення співвідношення (10) на площині годографу $(M, \frac{P}{z})$ за методом [2] виявляється надзвичайно зручним засобом контролю формування й експлуатації реальних ПСГ у гідрогазодинамічному аспекті, його геотехнологічної еволюції та діагностичних оцінок.

Відомо, що процес формування й експлуатації штучного газового покладу належить до таких, що є істотно нелінійними. Ця нелінійність виникає внаслідок таких чинників:

1 – лейбензонівська нелінійність (квазілінійність) диференційного рівняння фільтрації газу при звичайних для ПСГ рівнях тиску;

2 – наявність рухомої лінії розмежування (стрижку насиченості) двох фаз – газу і пластових вод;

3 – існування суцільної просторової області, в якій насиченість між двома екстремальними позиціями зазначеної вище лінії розмежування швидко змінюється;

4 – нелінійна залежність фазових проникливостей від газової насиченості пласту;

5 – нелінійність закону опору для потоку природного газу в привибійних зонах, а також у стовбурах свердловин і промислових газопроводах.

У сучасній теорії нелінійних процесів доведено, що утворення макроскопічних просторових зон сильної нелінійності пов’язане з явищем самоорганізації, формування та перебудови специфічної структури течії, загалом – з проявом закономірностей, що якісно відрізняється від закономірностей лінійних процесів переносу. Особливо важливим є те, що областями такої нелінійності можуть стати, по-перше, знакозмінні течії в насичених газом пластових водах поблизу газосховища і, по-друге, – привибійні зони діючих свердловин ПСГ. Ці явища розглядаються разом, виходячи з загальних уявлень про закони гідродинімічного опору та роботу проштовхування.

В трубній гідравліці поровий характер нелінійності, притаманний течії рідини чи газу в області критичних чисел Рейнольдса, Re .

У підземній гідродинаміці складалась аналогічна ситуація. З одного боку, на підставі гідравлічних аналогій теорії фільтрації припускалось, що закон опору середовища фільтраційній течії має поровий характер з переходом від лінійної області до квадратичної. У [4] доводиться, що численні експериментальні дані задовольняють закону опору в формі:

$$-gradP = f(Re) \frac{\mu}{k} v, \quad (12)$$

$$Re = \frac{pv\sqrt{k}}{\mu m \sqrt{m}}, \quad (13)$$

де $f(Re)$ – безрозмірна функція опору в області закону Дарсі (при малих Re вона рівна 1, а в квадратичній області опору (за великих Re) є пропорційною Re); v – швидкість фільтрації; m – пористість; k – проники-лівість пористого середовища.

Для привибійної зони свердловин аж до поточного моменту є спрощені інженерні підходи, зокрема, двочленне рівняння Форхгеймера (у формі для природного газу):

$$\Delta P^2 = aG + bG^2, \quad (14)$$

що є аналогічним закону Дарсі-Вейсбаха в трубній гідравліці.

В [6] запропонована спеціальна форма функції опору ("R-функцію"). Наявність розвинутої області лінійного опору та критичного значення числа Рейнольдса Re_k – такого, що за умови $Re > Re_k$ опір середовища течії наближається до квадратичного.

В [9] запропоновано спеціальну тричленну формулу закону опору та методику визначення критичного дебіту Q_k за результатами гідродинамічних досліджень, під час яких відбувається істотне порушення закону Дарсі. В [10] прояв нелінійності припливу до вибою свердловини фіксувався акустично-емісійним методом.

Щодо роботи прощтовхування. Для невисоких тисків, характерних для підземних газосховищ, незалежно від закону опору можемо записати:

- для закачування

$$P_3^2 - P^2 = f(G), \quad (15)$$

- для відбирання

$$P^2 - P_B^2 = f(G). \quad (16)$$

При цьому вважається, очевидно, що закон опору є інваріантним відносно знаку потоку (відбирання чи закачування). Звідси випливає, що $(P_3 - P)(P_3 + P) = (P - P_B)(P + P_B)$ або (що аналогічно):

$$x_3^2 + 2Px_3 - f = 0, \quad x_3 = \Delta P_3 = P_3 - P, \quad (17)$$

$$x_B^2 - 2Px_B + f = 0, \quad x_B = \Delta P_B = P - P_B. \quad (18)$$

Відповідні розв'язання квадратних рівнянь мають вигляд:

$$\Delta P_3 = P(\sqrt{1+\lambda} - 1), \quad (19)$$

$$\Delta P_3 = P(1 - \sqrt{1-\lambda}), \quad (20)$$

$$\lambda = \frac{f}{P^2}.$$

Одержані результати свідчать про те, що робота проштовхування при закачуванні відчутно менша, ніж при відбиранні (якщо дебіт при відбиранні та закачуванні має одне й те ж значення) навіть тоді, коли пластовий тиск P залишається незмінним. Це виходить з того, що витрати тиску при закачуванні менші, ніж втрати тиску при відбиранні, що відповідає нерівності:

$$1 - \sqrt{1-\lambda} > \sqrt{1+\lambda} - 1. \quad (21)$$

Оскільки (21) є еквівалентним нерівності:

$$\sqrt{1-\lambda^2} < 1. \quad (22)$$

Для практичного застосування можуть бути використані розрахункові формули:

$$\Delta P_3 = \Delta P_B - 0,25\lambda^2(1 + 0,3125\lambda^2), \quad (23)$$

$$\lambda = \frac{\Delta P^2}{P^2}, \quad \Delta P^2 = P^2 - P_B^2 = P_3^2 - P^2. \quad (24)$$

Висновки. 1. Отже, на сучасному етапі отримана досить висока точність запропонованих методів, які вказують на необхідність їхнього застосування під час створення й експлуатації багатопластових об'єктів підземного зберігання газу для кількісної оцінки перетікань газу між продуктивними горизонтами при наявності їх сполучення в експлуатаційній свердловині.

2. Для гідродинамічного контролю режиму роботи підземних зберігань газу необхідно використовувати метод годографу для діагностування втрат газу при формуванні експлуатації штучного газопокладу. З теоретичних досліджень, а також за даними аналізу підземних газосховищ витікає ймовірність досить широкого розповсюдження підземних сховищ, годографи яких відрізняються значним розвитком ізобарних ділянок (при збереженні анізотропії гистерезисного походження) за рахунок відповідного зменшення частки ізохорних.

Література

1. А.с. СССР №81820597, МПК В6505/00, опубл. 07.07.1993 р. бюл. №821.
2. А.с. СРСР №722805 МПК В6505/00, опубл. бюл. №11 від 25.03.08 р.
3. Баранов А.В. Использование метода экспериментального изучения движений газового объема в пластовых условиях подземных храни-

- лиць газу / А.В. Баранов, В.Е. Карачинский // Труды УкрНИИГаза. – М.: Недра, 1971. – Вып. 6. – С. 114-119.
4. Бузинов С.Н. Определение запасов газа методом материального баланса / С.Н. Бузинов, А.В. Григорьев // Газовая промышленность. – 1987. – С. 34-35.
5. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости / [А. Бан и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 276 с.
6. Горбунов В.Е. Влияние несовершенства газовых скважин на их продуктивность / В.Е. Горбунов, З.С. Алиев // Газовая промышленность. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – Вып. 10. – С. 37.
7. Иванов Т.Ф. Обработка результатов режимных исследований при установившихся отборах жидкости (газа) из скважин при обобщенном законе сопротивления, выраженном R-функцией / Т.Ф. Иванов // Всесоюзная конференция по гидродин. методам исследования нефтегазовых пластов. – М., 1969. – С. 49-52.
8. Использование инертных газов на подземных газохранилищах в пористых пластах // Газовая промышленность. Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах. – ВНИИГазпром, 1989. – Вып. 7. – С. 1-8.
9. Карачинский В.Е. Геотехнологические аспекты формирования системы подземных газохранилищ Украины / В.Е. Карачинский, Б.П. Савкив, А.Н. Федутенко, И.М. Фык // 50 лет ВНИИГаза–40 лет ПХГ. – М.: ВНИИГаз, 1998. – С. 54-70.
10. Коротаев Ю.П. Определение параметров пласта и энергосберегающего дебита с учетом верхней границы применимости закона Дарси / Ю.П. Коротаев // Отраслевой сборник научных трудов ВНИИГаз-Пром.
11. Лурье М.В. Передельные циклы подземных газохранилищ / М.В. Лурье // Газовая промышленность. – 1997. – №12. – С. 42-44
12. Опыт «Газ де Франс» по замещению части буферного газа ПХГ выхлопными газами // Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах. – ВНИИГазпром, 1989. – Вып. 17. – С. 1-7
13. Пат. 66078 Україна, МПК 7 В 65 G 5/00 Спосіб створення та експлуатації підземного сховища газу.
14. Патент РФ №2126883 від 27.02.99 р. «Спосіб розробки родовищ природних газів з неоднорідними колекторами».
15. Требин Ф.А. Добыча природного газа / Ф.А. Требин, Ю.Ф. Макогон, К.С. Басниев. – М.: Недра, 1976. – С. 356-357.
16. Чарный И.А. Подземная газогидродинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 24.03.2015 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я.,
д.т.н., професором Говдяком Р.М. (м. Київ)*

**DEVELOPMENT OF OPERATING MODES
IN MULTYPLAST BEDS****V. O. Zayets, D. F. Tymkiv**

*Ivano-Frankivs'k national technical university of oil and gas;
76019, Ivano-Frankivs'k, Carpathians str., 15;
ph. +380 (3422) 4-21-66; e-mail: mecmash@nung.edu.ua*

This paper studies the flow of gas drilling wells and simultaneously opening them two potential sites for underground gas storage using perforations, with communication between horizons occur. As a result, the flow of gas. The ability to flow gas lingering above a lingering below the horizon determined by the difference of the initial reservoir pressure with the addition of pressure formed a pillar of gas that is directed from the upper horizon at the bottom. Several such methods is considered. One of them provides a qualitative assessment of the value of gas flows, depending on the frequency determining reservoir pressure in horyzontahznachnoyu extent. Measurements are carried out with a minimum gap of time. The whole period of uncontrolled gas flow is divided into time intervals that are characterized by the consistent implementation of reservoir pressure measurements in the upper horizon. This article, in addition to gas flows between the layers, exploring geo hydro dynamic control of the operation modes of the many underground gas storage reservoir. Travel time method used to investigate such regimes.

Key words: *active and buffer gas flow gas reservoir pressure, heohydrodynamichnyy control*