

Рисунок 1 – Карти ізобар Опарського ПСГ

Література

1. Шимко Р.Я., Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Грудз Я.В. Адаптивна модель процесу закачки газу в ПСГ // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – №2. – С. 74-75.
2. Чарный И.А., Астрахан Д.И., Власов А.М. и др. Хранение газа в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах – М.: Недра, 1968. – 300 с.

УДК 622.691.24

ОСОБЛИВОСТІ ПРОГНОЗУВАННЯ ГІДРОГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В ПСГ ЗА УМОВ ПРУЖНОГО РЕЖИМУ НАГНІТАННЯ ГАЗУ

© В.Я. Грудз¹, Р.Я. Шимко², О.Т. Мартинюк¹

- 1) ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ, 76019. Тел (03422)42157, e-mail: public@ifdtung.if.ua
- 2) ДК "Укртрансгаз"; 9/2, Кловський узвіз, м. Київ, 01001. Тел.(044)4612005, e-mail: utg@ugp.viaduk.net

Приведены результаты математического моделирования гидрогазодинамических процессов в пористой среде продуктивного горизонта ПХГ. На основе анализа результатов численной реализации модели сделаны выводы о целесообразности и необходимости учета проявлений упруговодонапорности при прогнозировании режимов работы хранилища.

Results of mathematical modeling of hydrodynamic processes in the porous medium of the underground gas storage facility (UGSF) productive stratum are given. On basis of the analysis of results of numerical realization of the model conclusions about expediency and necessities of the manifestations records of elasticwaterpreasure are made during UGSF operating modes prognostication.

Для прогнозування експлуатації ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму необхідно провести дослідження закономірностей протікання гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі, вивчити особливості формування газонасиченого об'єму газосховища, встановити закономірності переміщення газоводяного контакту, оцінити вплив штучного газового покладу на водоносну зону пласта, визначити границі можливого застосування спрощених методик. Названі дослідження можна виконати тільки на основі математичного моделювання гідрогазодинамічних процесів у пла-

сті, оскільки створення фізичної моделі, яка б адекватно відображала натуру, неможливе (не можна задовольнити всі критерії подібності), а на реальному об'єкті не можна провести вимірювання параметрів у просторі і часі (наприклад, тисків у кожній точці пласта). Тому виникла необхідність створення і реалізації математичної моделі гідрогазодинамічних процесів у пласті ПСГ, на основі якої можна встановити закономірності розподілу тиску і швидкості фільтрації по площі продуктивного горизонту і в часі.

Існуючі методики розрахунку режимів роботи в умовах водонапірного режиму базуються на класичній теорії нестационарної фільтрації газу І.А. Чарного, згідно з якою процес штучно розбивається на дві фази. Перша характеризується сталістю газового об'єму, а друга – переміщенням газодляного контакту. Для кожної з фаз запропоновано окремі методики розрахунку, які часто не стикуються між собою. Це не дозволяє відтворити загальну картину формування і циклічної експлуатації ПСГ. Окрім того, немає чіткого розмежування між фазами, що створює невизначеність у розрахунках. Неточний прогноз обсягів і темпу нагнітання створюють умови утворення застійних зон у газовому покладі, що на практиці не дозволяє провести відбір газу з заданою продуктивністю. Тому проблема розрахунків роботи ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму є актуальною.

При нагнітанні газу в продуктивний горизонт в умовах пружного режиму важливе значення має процес формування газового простору і пов'язаний з ним процес переміщення газодляного контакту (ГВК). Визначальними факторами впливу на вказані процеси є пластовий тиск і темп нагнітання газу, від яких залежить швидкість фільтрації газу і води в пористому середовищі.

Газогідродинамічна одномірна математична модель продуктивного горизонту будувалась при наступних припущеннях:

- продуктивний горизонт являє собою циліндр з потужністю h , набагато меншою за радіус контура R , однорідний відносно параметрів пористого середовища;
- у геометричному центрі пласта розміщено укрупнену свердловину, через яку відбувається нагнітання газу з постійною масовою продуктивністю Q_m , а контур, підшошва і дах ізольовані;
- контур ГВК у початковий момент часу має радіус y ;
- фільтрація газу і води в пористому середовищі лінійна.

При вказаних припущеннях реалізація моделі має за мету встановити швидкість переміщення ГВК у процесі формування газоносного простору.

Математична модель є системою двох рівнянь у часткових похідних, записаних для порового простору, зайнятого газом і водою [1]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_g}{\partial t} &= \kappa_g \frac{\partial^2 P_g}{\partial x^2} \\ \frac{\partial P_w}{\partial t} &= \kappa_w \frac{\partial^2 P_w}{\partial y^2} \end{aligned} \quad (1)$$

де P_g, P_w – тиски у водянній і газовій областях продуктивного горизонту;

κ_g, κ_w – коефіцієнти п'єзопровідності у водному і газовому середовищі пласта відповідно;

x, y – просторові координати, причому $x + y = R$.

Вважається, що в початковий момент часу тиск по пласту розподілений рівномірно, тобто

$$t = 0 \quad P_g(x, 0) = P_w(y, 0) = P_0 \quad (2)$$

Починаючи з певного моменту часу $t > 0$, у центрі пласта проводиться нагнітання газу, а на контурі фільтрація води не спостерігається. Використавши рівняння Дарсі, одержимо граничні умови у вигляді:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_w}{\partial y} \Big|_{y=0} &= -\frac{v_w}{k_w} \left(\frac{Q_m}{F} \right) \\ \frac{\partial P_g}{\partial y} \Big|_{x=0} &= 0 \end{aligned} \quad (3)$$

На рухомій межі ГВК спостерігається рівність лінійних швидкостей газової та рідкої фази

$$\frac{k_w}{v_w} \frac{\partial P_w}{\partial y} \Big|_{y=l} = \frac{k_g}{v_g} \frac{\partial P_g}{\partial y} \Big|_{x=R-l} \quad (4)$$

де $l(t)$ – координата рухомої межі ГВК;

k_c, k_a – фазові проникливості пористого середовища по газу і воді; v_c, v_a – кінематичні в'язкості газу і води;

F – площа поверхні постушення газу в пласт.

Розв'язок рівнянь системи шукався методом Фур'є окремо для газової і водної областей.

Для газової області продуктивного горизонту одержано:

- для тиску як функції часу і просторової координати

$$P_c(y, t) = P_0 - \frac{\eta Q_m}{k_c \rho F} y + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{P_0}{\lambda_n l} (1 - \cos \lambda_n l) + \frac{\eta Q_m}{k_c \rho F} \left(\frac{1}{\lambda_n^2 l} \sin \lambda_n l - \frac{1}{\lambda_n} \cos \lambda_n l \right) \right] \times \exp(-\lambda_n^2 \kappa_c t) \sin \lambda_n y \quad (5)$$

- для швидкості фільтрації газу

$$W_c(y, t) = \frac{Q_m}{\rho F} - 2 \frac{k_c}{\eta} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{P_0}{\lambda_n l} (1 - \cos \lambda_n l) + \frac{\eta Q_m}{k_c \rho F} \left(\frac{1}{\lambda_n^2 l} \sin \lambda_n l - \frac{1}{\lambda_n} \cos \lambda_n l \right) \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_c t) \cos \lambda_n y \quad (6)$$

де η – динамічна в'язкість газу.

Для розподілу тиску і швидкості фільтрації води в водоносній частині пласта отримано

$$P_a(x, t) = P_0 - 2P_0 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 - \cos \lambda_n (R - l)}{\lambda_n (R - l)} \exp(-\lambda_n^2 \kappa_a t) \cos \lambda_n (R - x), \quad (7)$$

$$W(x, t) = 2 \frac{k_a}{v_a \rho} P_0 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 - \cos \lambda_n (R - l)}{\lambda_n (R - l)} \exp(-\lambda_n^2 \kappa_a t) \cos \lambda_n (R - x).$$

Одержані розв'язки містять параметр λ_n , який залежить від положення ГВК і, отже, є функцією часу. Можна показати, що він є коренем алгебраїчного трансцендентного рівняння

$$\cos \lambda_n R (1 + \operatorname{tg} \lambda_n R \cdot \operatorname{tg} \lambda_n l) = \exp(\kappa_a - \kappa_c). \quad (8)$$

Як бачимо з рівняння, його корені λ_n залежать від положення ГВК на кожен момент часу, отже вони є функціями часу. Тому для реалізації поставленої задачі необхідно побудувати закон руху ГВК.

Розрахунок переміщення ГВК і розподіл тисків у газовій та рідинній області продуктивного горизонту пропонується вести, використавши наступний алгоритм:

- 1) при заданому початковому положенні ГВК, яке характеризується радіусом $l(t) = l_0$, знаходять корені рівняння (8).
- 2) Задаються проміжком часу Δt , на кінець якого з рівняння (7) визначають розподіл тисків і лінійних швидкостей газу вздовж радіуса.
- 3) Якщо при цьому швидкість фільтрації газу на відстані l_0 $W(l_0, \Delta t) = 0$ (газодинамічне збурення не дійшло до ГВК), то задаються новим проміжком часу Δt і розрахунок повторюють, починаючи з п.2.
- 4) Якщо на кінець j -того проміжку часу $W(l_0, j\Delta t) \neq 0$, то визначають віддаль, на яку перемістився ГВК за час Δt $\Delta l = W(l_0, j\Delta t)\Delta t$ і нове значення радіуса ГВК $l = l_0 + \Delta l$.
- 5) Використовуючи рівняння (8), знаходять нове значення параметра λ_n , і будують розподіл тисків та лінійних швидкостей в газовій і рідинній зонах пласта, за яким знаходять нове значення лінійної швидкості газу на межі ГВК. Використавши це значення, повертаються до п.4 і роблять новий часовий крок.
- 6) Закон переміщення ГВК будують на основі даних про величини Δl на кінець кожного проміжку часу Δt .

Таким чином, одержані математичні моделі гідрогазодинамічних процесів у продуктивному горизонті ПСГ для умов пружного режиму нагнітання газу і запропонований алгоритм їх реалізації

дозволяють відтворити реальну картину технологічного процесу створення сховища у водоносних пластах.

З метою вивчення закономірностей формування сховища у водоносній структурі і особливостей його експлуатації з допомогою побудованих математичних моделей були проведені серії розрахунків для умов гіпотетичного ПСГ. У розрахунках вважалося, що сховище створене в продуктивному горизонті циліндричної форми, для якого потужність пласта набагато менша радіуса контура, в центрі комплексу розташована укрупнена експлуатаційно-нагнітальна свердловина, в яку нагнітається газ (або відбирається з неї) з постійною масовою витратою. Розглядаються два випадки створення сховища. У першому контур водоносності був ізольований, тобто система вважалась замкненою. У другому випадку на контурі водоносності розміщено укрупнену розвантажувальну водяну свердловину з постійним дебітом, або ж враховували міжпластові перетікання води.

Розглянемо спочатку випадок, коли газоводоносна структура закрита, тобто коли об'єм води в покладі не змінюється, а збільшення об'єму "газової шапки" здійснюється внаслідок пружного стиснення води і породи. Оскільки розрахунки велись у відносних величинах для гіпотетичного сховища, параметри пористого середовища якого можна довільно змінювати, то питання про величину коефіцієнта об'ємного стиснення не є принциповим і в даній роботі не розглядалось. Перехід від абсолютних величин до відносних вимагає в першу чергу заміни реального часу безрозмірним. Тому було введено поняття безрозмірного часу на основі використання відомого критерію Фур'є. Безрозмірний час визначався співвідношенням

$$\tau = \chi \frac{t}{l^2} \quad (9)$$

де χ – коефіцієнт п'єзопровідності середовища;

t – реальний час;

l – радіус контура газонасності.

У поняття безрозмірного часу входить не тільки реальний відлік часу процесу нагнітання чи відбору, але основні характеристики продуктивного горизонту, що характеризують швидкість розповсюдження хвилі тиску і геометричні розміри середовища. Тому безрозмірний час може бути використаний як критерій гомохронності процесу.

Безрозмірна лінійна координата визначається у відношенні до контура покладу, а безрозмірний тиск – у відношенні до початкового тиску, величина якого приймалась сталою по площі покладу.

У розрахунку приймалась фазова проникність пористого середовища по газу $k_g = 0,3 D$, по воді $k_w = 0,25 D$, радіус ГВК $l = 700$ м, радіус контуру покладу $R = 2000$ м. Нагнітання газу через укрупнену свердловину велась з постійною масовою витратою $Q_m = 97$ кг/с.

Початкова лінія графіків (рис. 1, 2) відповідає початку процесу нагнітання газу, а кожна з наступних побудована для різних значень безрозмірного часу, що відповідають проміжкам часу в 30 діб.

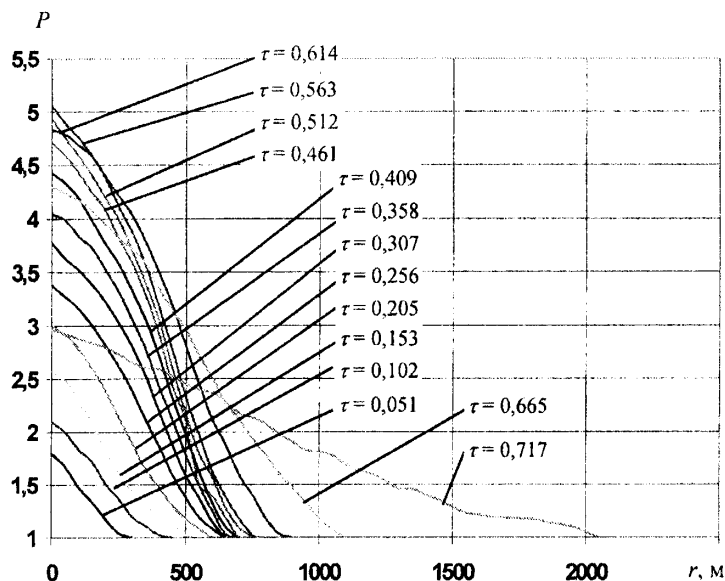


Рисунок 1 – Депресія тиску в покладі для різних моментів часу нагнітання

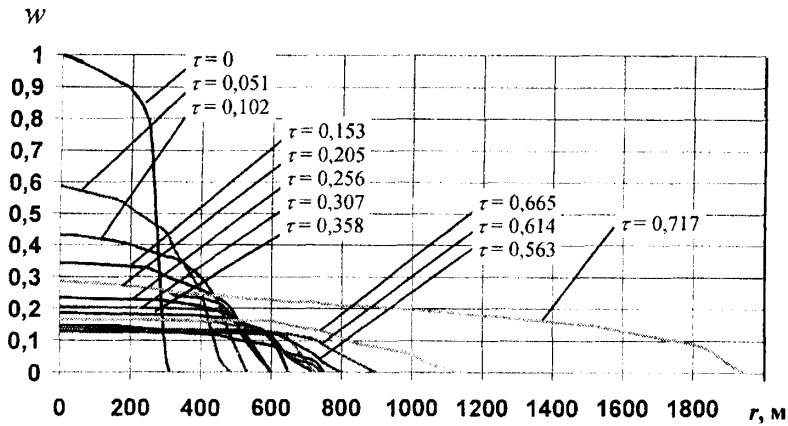


Рисунок 2 - Швидкість фільтрації в покладі для різних моментів часу нагнітання

З графіків бачимо, що на момент початку процесу нагнітання газу хвиля газодинамічного збурення розповсюджується на відстань, що відповідає приблизно 42, 8 % радіуса зони газоносності. При цьому тиск на вибої зростає на 80 % відносно початкового, а лінійна швидкість газу є максимальною.

За перші 30 діб нагнітання хвиля газодинамічного збурення розповсюджується на відстань до 65 % радіуса зони газоносності, вибійний тиск зростає в 2,01 рази, а лінійна швидкість газу на вибої зменшується і складає 60 % від початкової.

За даними розрахунків хвиля газодинамічного збурення досягає контура ГВК через 7 місяців від початку нагнітання газу (рис. 3). Пластовий відносний тиск при цьому складає 4.06, а лінійна швидкість газу на вибої свердловини складає 14, 7 % від початкового значення.

Після досягнення хвилею збурення межі ГВК починається його переміщення. За початкові 30 діб вказаного моменту воно складає 2,8 %, за наступні – ще 4.3 %, а далі темп росту швидко зростає, досягаючи за наступний місяць ще 17.1 % і досягає контура пласта ще через 60 діб.

Початок переміщення ГВК свідчить про закінчення першої фази нестационарної фільтрації за І.А.Чарним. Спочатку переміщення ГВК здійснюється з невеликою швидкістю, але темп зростання швидкості постійно збільшується. Це зумовлено високими значеннями тисків газу в покладі. Однак при русі ГВК постійно збільшується об'єм області газоносності, тобто відбувається розширення газу і тиск в покладі поступово знижується, що призводить до зменшення швидкості руху ГВК. Загальне переміщення ГВК складає близько 10 % від радіуса контура покладу. Зі збільшенням п'єзопровідності пласта величина переміщення ГВК зростає.

Таким чином при переміщенні ГВК збільшення об'єму "газової планки" в умовах пружного режиму не може бути значним.

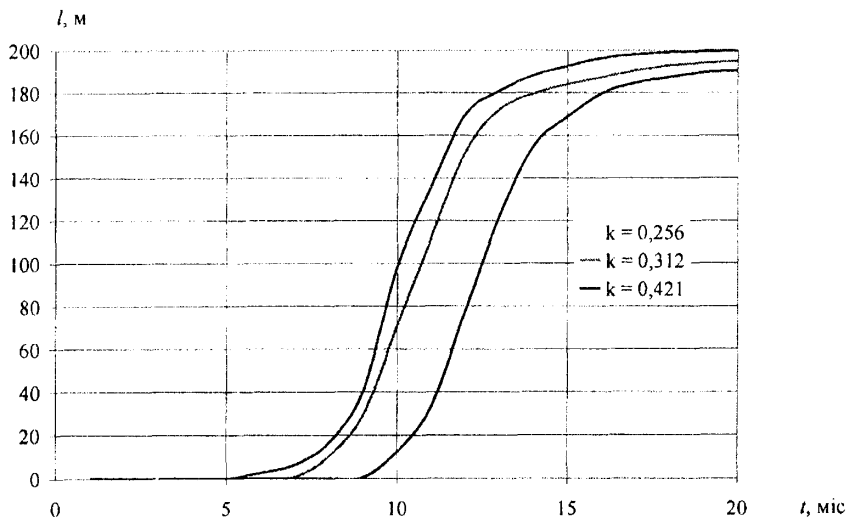


Рисунок 3 - Характер руху ГВК

Розглянемо на моделі, як залежить пластовий середньозважений по об'єму тиск від кількості газу, що знаходиться в сховищі.

Очевидно, що зв'язок між параметрами стану газу в сховищі підпорядкований рівнянню газового стану, яке можна побудувати на базі класичного закону Менделєєва-Клапейрона:

$$p\Omega = M(t)zRT \quad (9)$$

Якщо об'єм газової області Ω постійний, то зв'язок між тиском p і масою газу в покладі $M(t)$ в умовах ізотермічного режиму близький до лінійного. Щоб виключити вплив термодинамічної неідеальності газу, перейдемо від величини тиску p до зведеного тиску

$$p^* = \frac{p}{z} \quad (10)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу.

Тоді для умов зведеного середньозваженого по об'єму пласта тиску залежність від маси газу в сховищі строго лінійна. Порушення лінійного закону може бути викликане тільки зміною порового об'єму Ω , тобто переміщенням ГВК.

Середньозважений по об'єму пласта тиск можна знайти на основі реалізованої моделі для кожного з моментів часу.

$$P^* = \frac{1}{zI} \int P(x, t) dx \quad (11)$$

Масу газу в сховищі на кожен момент часу нагнітання можна знайти як суму

$$M(t) = M_0 + Q_m \cdot t \quad (12)$$

де M_0 – початкова маса газу в сховищі; Q_m – масова продуктивність нагнітальної свердловини.

Побудована таким чином залежність $P^* = f(M(t))$ зображена у вигляді графіка на рис. 4.

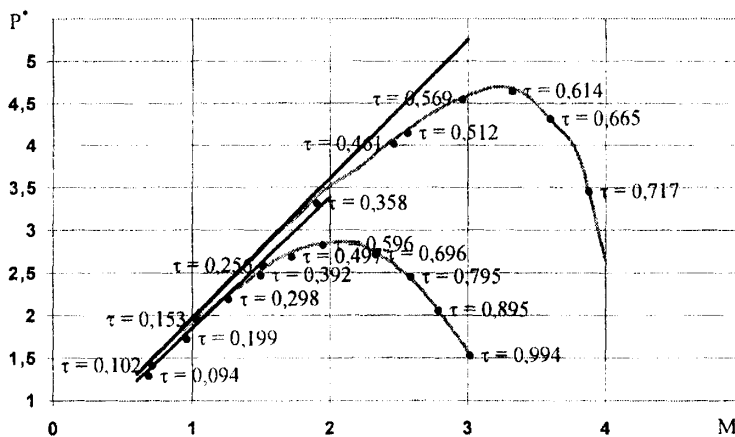


Рисунок 4 – Залежність зведеного пластового тиску від об'єму газу в покладі

З графіка бачимо, що на початковій ділянці в зоні відносно невеликих тисків залежність між зведеним тиском і сумарною масою газу в покладі справді лінійна. Це свідчить про сталість порового об'єму. Тому режим роботи сховища в цій області газовий. Для розрахунків параметрів можуть бути використані прості класичні залежності. При подальшому зростанні тиску залежність $P^* = f(M(t))$ відхиляється від лінійного закону. Це свідчить про зміну порового об'єму покладу. Чим більше відхилення реального закону від лінійного, тим більшу похибку в результатах розрахунків будуть давати класичні формули. Очевидно, що похибка буде тим більшою, чим сильніше відхиляється реальна лінія від прямої. За граничну величину похибки прийнято 5%. Для цих умов побудовано графіки для різних пластових умов у сховищі. Аналіз результатів показує, що при зміні безрозмірного часу до критичної величини $\tau = 0,5$ відхилення лінії залежності $P^* = f(M(t))$ не перевищує 5%. Це дозволяє стверджувати, що якщо для циклу сховища “відбір” чи “нагнітання” безрозмірний час не перевищує 0,5, то застосування класичних формул газового режиму для розрахунків параметрів режиму покладу призведе до похибки, яка не перевищуватиме 5%.

Таким чином, проведений аналіз розрахунків формування ПСГ при різних пластових характеристиках і умовах накопичення газу дозволив рекомендувати використати в якості узагальненого діагностичного параметру безрозмірний час. Виконані розрахунки процесів нагнітання газу, його відбору, стабілізації тиску в покладі, а також характеру руху газоводяного контакту показують, що прояви пружноводонапірного режиму при прогнозуванні параметрів експлуатації сховища слід враховувати у випадку, коли значення безрозмірного часу перевищує 0,5.

Література

1. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. – М.: ГУП Изд. «Нефть и газ» РГУНГ им. И.М. Губкина, 2001. – 350 с.

УДК 622.691.24

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ, СТВОРЕНИХ У ПОКЛАДАХ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

© С.Ф. Савула

УМГ "Львівтрансгаз"; вул. Рубчака 3, м. Львів, 79026

Разработана методика определения объемов нагнетания-отбора газа в залежи многопластового ПХГ в условиях единого для них измерения газа. На примере изучения особенностей эксплуатации залежей горизонтов НД-5, НД-7 и НД-8 Опарского ПХГ проведено уточнение динамики объемов закачки и отбора газа за весь период работы ПХГ.

A method of determining gas injection and gas withdrawn volumes in the deposit of a multilayer underground gas storage (UGS) under conditions of single gas measurement is devised. Due to the study of deposit operation peculiarities of horizons ND-5, ND-7 and ND-8 of the Oparske UGSF the dynamics of gas injection and withdrawn volumes during the whole period of UGSF operation has been refined.

При експлуатації газосховища, створеного у двох- і більше газових покладах багатопластового родовища, обладнаного спільним пунктом вимірювання газу виникає проблема проведення адекватного фактичному розподілу об'ємів експлуатації між покладами. Похибка у визначенні об'ємів нагнітання-відбирання газу призводить не тільки до спотворення облікових даних по покладах, але й унеможливує проведення аналізу і розробку технологічного режиму експлуатації такого ПСГ.

На рис. 1, 2 і 3 зображено графіки залежності $P(t)/z$ від $\sum Q$ ПСГ для покладів горизонтів НД-5, НД-7 і НД-8 Опарського ПСГ. Перед усім, ці залежності представляють не пряму лінію, характерну для газового режиму роботи пласта, а цілу серію кривих, які відхиляються вправо по осі абсцис. Як і для інших ПСГ, це явище пояснюється неповним дренаванням порової газонасиченої ємності сховища – утворенням "застійних зон", які приурочені до низькопроникливих колекторів і приконтурних ділянок покладів [1]. Наявність "застійних зон" призводить до зменшення рівня дренавання порової газонасиченого об'єму покладу і, як результат, до збільшення буферного об'єму газу.

Другою характерною особливістю цих графіків є те, що їх зміщення вправо закінчується 1990 роком. Після цього моменту часу і до 1995 р. для всіх покладів починається зсув кривої залежності вліво. Це пояснюється перевищенням середнього тиску в "застійних зонах" над величиною пластового тиску в "робочій зоні". У результаті утворюється зворотній приплив газу із "застійних зон" в зону розміщення експлуатаційних свердловин.

Період 1995-2002 рр. характеризується для покладів горизонтів НД-5 і НД-7 подальшим зсувом кривих вліво, але для покладу горизонту НД-8 цей процес прийняв алогічну форму. Крива залежності для нього зміщується вправо. При замкнутості газогідродинамічної системи горизонту НД-8 такий процес неможливий, бо по своїй суті означає приплив газу в поклад. Так як період 1995-2002 рр. характеризується дальшим зниженням об'ємів експлуатації, зсув кривої залежності вправо по осі абсцис свідчить про похибку розподілу об'ємів газу між горизонтами.