

- На кінець розробки на виснаження пластовий тиск знизився до 34 кгс/см^2 за незмінної пластової температури, що на даних умовах, означало недонасиченість парами води природного газу. Система природний газ – пластова залишкова вода була виведена з рівноваги.
- У процесі нагнітання буферного газу за температури точки роси до -5°C створилася умова фазового переходу вода–природний газ.
- Під час тривалої циклічної експлуатації сховища тривало випаровування зв'язаної води, тим самим, збільшуючи поровий об'єм сховища. Процес випаровування зв'язаної води супроводжується зміною фазової проникності по газу. Так, дані Богородчанського ПСГ підтверджують зменшення коефіцієнта фільтраційного опору свердловин a рівняння нелінійної фільтрації газу в покладі $P_{nl}^2 - P_{воб}^2 = aQ + bQ^2$. Відповідно до положень теорії розробки газових родовищ коефіцієнт фільтраційного опору a обернено пропорційний фазовій проникності по газу, отже зменшення (у 2-4 рази порівняно з початковими), свідчить про збільшення проникності в привибійній зоні свердловин. Враховуючи той факт, що на Богородчанському ПСГ 88% покладу охоплено свердловинами при середньому радіусі дренажу в 80-90 м можна вважати, що загалом фазова проникність по сховищу зросла.

УДК 622.691.24

УТОЧНЕННЯ ГАЗОДИНАМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГРУПИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ПСГ НА ОСНОВІ РОЗРОБКИ ДВОМІРНОЇ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ПЛАСТОВИХ СИСТЕМ (МЕТОДИКА)

© *І.В. Войціцький**УкрНДІгаз; 144, Львівський відділ; вул. Стрийська, м. Львів, 79026.*

На основе создания геолого-математических моделей трех газовых залежей Опарского ПХГ, математических моделей движения газа в скважинах, коммуникациях сбора и подготовки газа, его компримирования на ДКС разработана программная система расчета показателей работы всего технологического комплекса. В результате ее использования проведено уточнение геологических и газогидродинамических параметров работы залежей, разработана технология эксплуатации ПХГ.

A program system for calculating operation indices of the technological complex has been developed on the basis of geological-mathematical models of three gas deposits of the Oparske underground gas storage facility (UGSF), mathematical models of gas flow in wells, gas gathering and gas processing pipelines, gas compression at boosting gas-compressor stations. As result geological and gas hydrodynamic deposit operation parameters have been refined and the UGSF operation technology has been devised.

Проведення контролю за процесом експлуатації підземного сховища газу, створеного у двох і більше газових покладах багатопластового родовища газу, вимагає постійного розв'язання наступних завдань:

- визначення параметрів і показників, які характеризують динаміку зміни у часі газогідродинамічних величин порового середовища об'єктів підземного зберігання газу;
- кількісної оцінки глибини і площинного розповсюдження депресійної-репресійної воронки в часі і впливу останньої на технологічні показники ПСГ;
- визначення впливу експлуатації свердловин одного покладу на дебіти свердловин іншого, а також взаємовпливу всіх свердловин діючого фонду ПСГ між собою.

Процес вивчення може ускладнюватися (Опарське ПСГ) недосконалістю існуючої системи збору газу. Наприклад, газ, який надходить із групи покладів, переміщується в колекторі ще до вимірювального пункту. Відповідно, виникає проблема визначення реальних об'ємів відбору-нагнітання газу по покладах. А якщо врахувати ще й вплив водонапірної системи кожного горизонту на показники експлуатації покладу, то розв'язання вищезазначених завдань є надзвичайно складним.

Пропонуємо наступний підхід для проведення аналізу і прогнозування показників роботи групи газових покладів газосховища.

На першому етапі аналізу, на рівні застосування методик з функцією впливу, вивчається вплив водоносного басейну на показники експлуатації газового покладу:

- визначається динаміка заводнення-витіснення пластової води в газові поклади.
- проводиться оцінка режиму роботи водонапірної системи;
- на основі першого і другого визначається необхідність побудови сіткової моделі двофазної фільтрації газу і води.

Слід відзначити, що така необхідність виникає дуже рідко, наприклад, для ПСГ, створених у водоносних пластах з високими колекторськими властивостями породи, коли на кінець сезону відбирання заводненість порового об'єму покладу складає 40% і більше. У решті випадків, при циклічній експлуатації підземного сховища газу в поровому середовищі продуктивного горизонту формується газонасичений об'єм, який змінюється на незначну одну і ту ж величину наприкінці сезонів нагнітання і відбирання. Поровий газонасичений об'єм коливається навколо одного значення. На рис. 1, 2, 3 зображено результати визначення динаміки вторгнення-відтиснення у часі пластової води в газові поклади НД-5 і НД-7 Опарського ПСГ за період їх розробки і експлуатації в режимі підземного зберігання газу.

В [1] на основі математичного аналізу показано, що для замкненого басейну радіус впливу штучного покладу газосховища при його циклічній експлуатації залежить від співвідношення часу першої фази пружноводонапірного режиму розробки покладу і тривалості циклу роботи ПСГ. І якщо час фази значно перевищує тривалість циклу, то всі газодинамічні розрахунки циклічної експлуатації газосховища можна вести за формулами для газового режиму покладу.

А якщо врахувати, що вертикальні розміри покладів у багато раз менші від горизонтальних і вертикальну неоднорідність пласта можна врахувати шляхом осереднення параметрів за розрізом, то задачу ідентифікації пластових процесів у газовому покладі можна звести до двомірної (плоскої) задачі неусталеної фільтрації газу в пористому середовищі.

В основу постановки задачі моделювання експлуатації газових покладів багатопластових систем і вибору принципової моделі для кожного об'єкта підземного зберігання газу покладено вивчення основних залежностей співвідношення пластового тиску і відповідного йому об'єму газу в покладі. Такий підхід дає можливість оцінити не тільки показники формування газосховища, але й особливості проектування об'єкта на всіх стадіях його розвитку.

Для цього площа кожного газового покладу (на прикладі Опарського ПСГ) апроксимувалась сітковою областю з розміром ділянки $\Delta x = \Delta y = 200$ м, а контури покладів ламаною лінією. Процес фільтрації газу в газовому покладі горизонту НД-5 вивчався на моделі розміром 22×22 (x-y), у газовому покладі горизонту НД-7 – на моделі розміром 24×26 , в газовому покладі горизонту НД-8 – на моделі розміром 23×25 . Схему апроксимації покладу горизонту НД-5 розрахунковою сіткою зображено на рис. 4.

З урахуванням вищезазначених допущень і спрощень неусталена двомірна фільтрація газу в кожному покладі подавалася нелінійним диференціальним рівнянням у частинних похідних параболічного типу

$$\frac{d}{dx} \left[\frac{k_r(x, y)}{\mu_r(P_r) \cdot z(P_r)} \cdot \frac{dP_r^2}{dx} \right] + \frac{d}{dy} \left[\frac{k(x, y)}{\mu_r(P_r) \cdot z(P_r)} \cdot \frac{dP_r^2}{dy} \right] =$$

$$= 2[m(x, y) \cdot h(x, y)] \cdot \frac{d}{dt} \left[\frac{\alpha(x, y) \cdot P_r}{z(P_r)} \right] + 2 \cdot P_{am} \cdot \frac{T_{nl}}{T_{am}} \cdot \sum_{v=1}^N q_v \cdot \delta(x = x_0) \cdot \delta(y = y_0) \quad (1)$$

де $k_r(x, y)$; $h(x, y)$; $m(x, y)$; $\alpha_r(x, y)$ – середні для газонасиченого розрізу і змінні по площі коефіцієнти проникності для газу, ефективної товщини, пористості, газонасиченості;

$\mu(P_r)$, $z(P_r)$ – коефіцієнти в'язкості і надстисливості природного газу;

P_r – тиск у газовій частині покладів;

P_{am} , T_{am} – стандартні значення тиску ($1,03 \text{ кгс/см}^2 = 0,1013 \text{ МПа}$) і температури;

T_{nl} – пластова температура;

q_v – дебіт газу v -ї свердловини;

x, y – лінійні координати;

δ – дельта-функція Дірака.

Опарське ПСГ (НД-5 гор.)

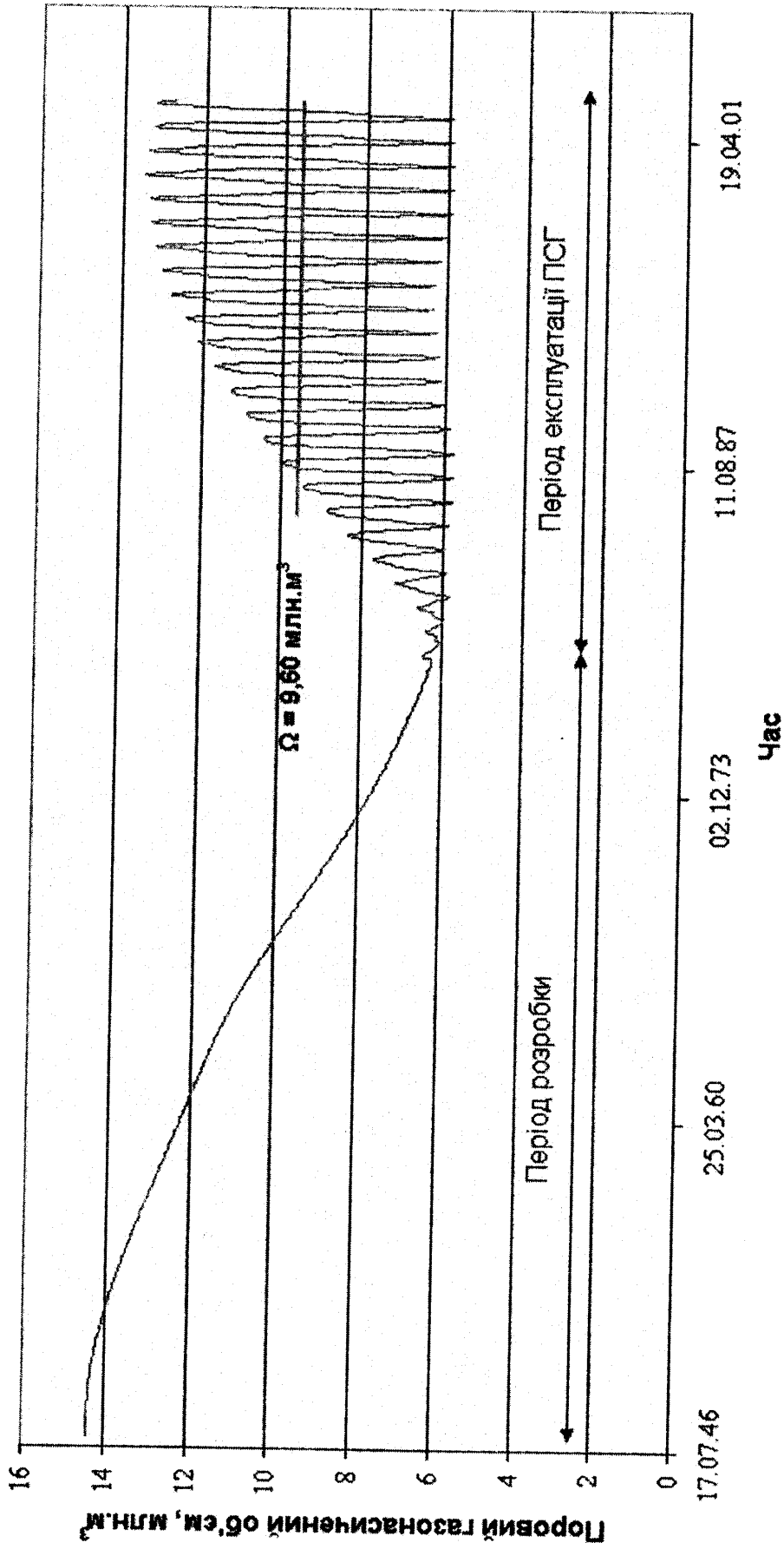


Рисунок 1 – Динаміка зміни у часі газонасиченого порового об'єму покладу IV (НД-5) горизонту (за результатами рішення оберненої задачі газогідродинаміки)

Опарське ПСГ (НД-7 гор.)

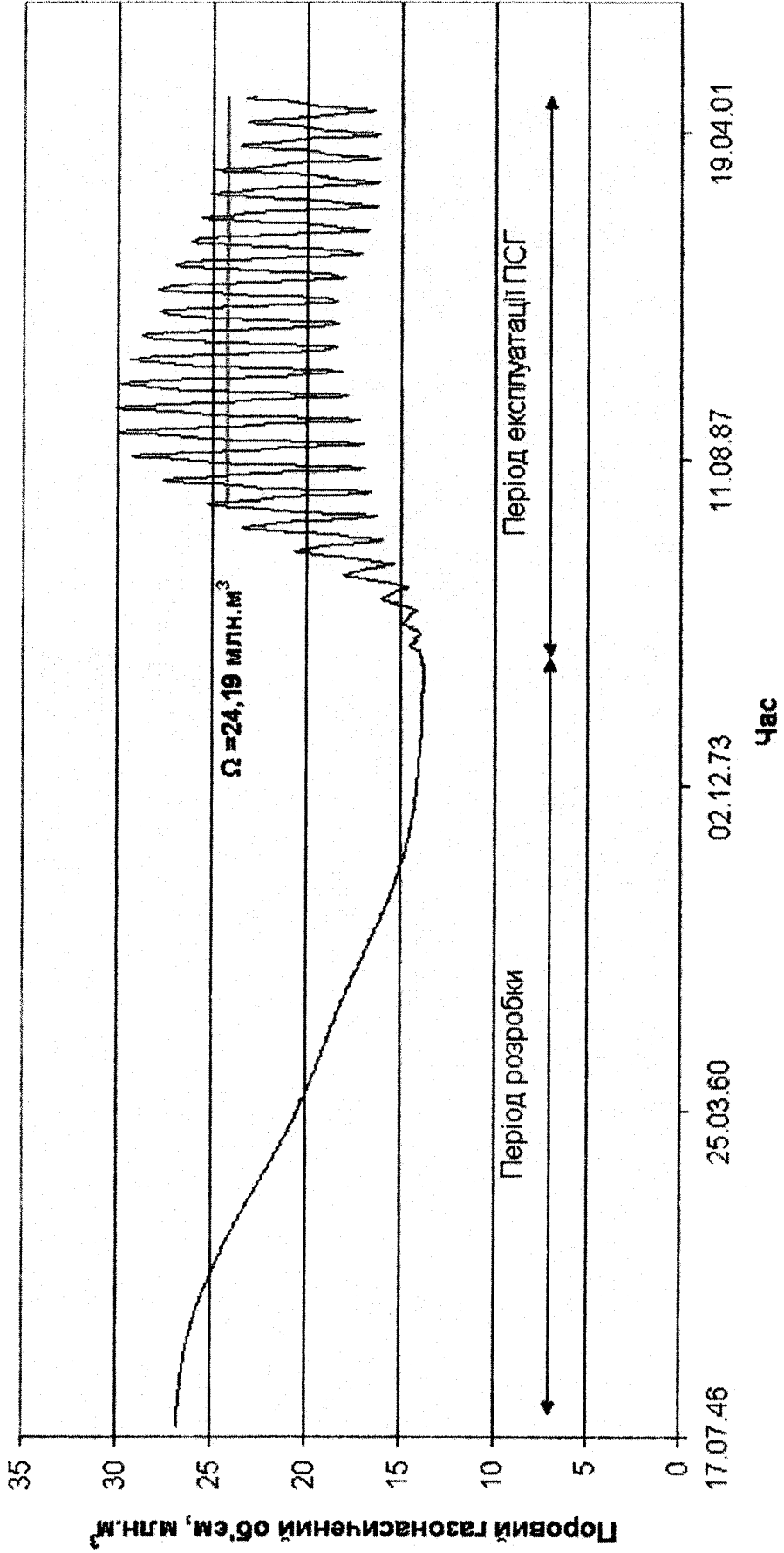


Рисунок 2 – Динаміка зміни у часі газонасиченого порового об'єму покладу V (НД-7) горизонту (за результатами рішення оберненої задачі газодинаміки)

Опарське ПСГ (НД-8 гор.)

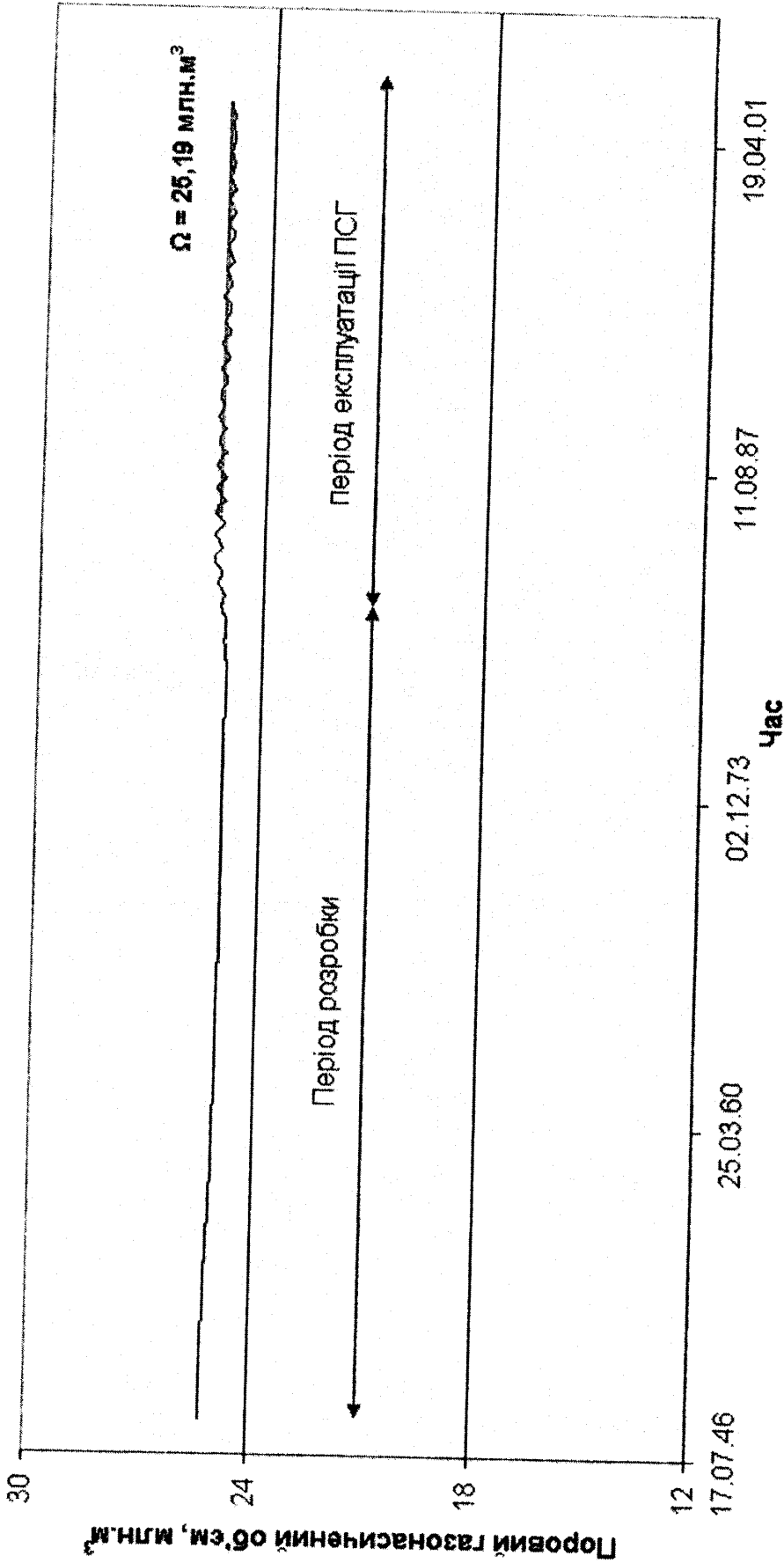


Рисунок 3 – Динаміка зміни у часі газонасиченого порового об'єму покладу VI (НД-8) горизонту (за результатами рішення оберненої задачі газодинаміки)

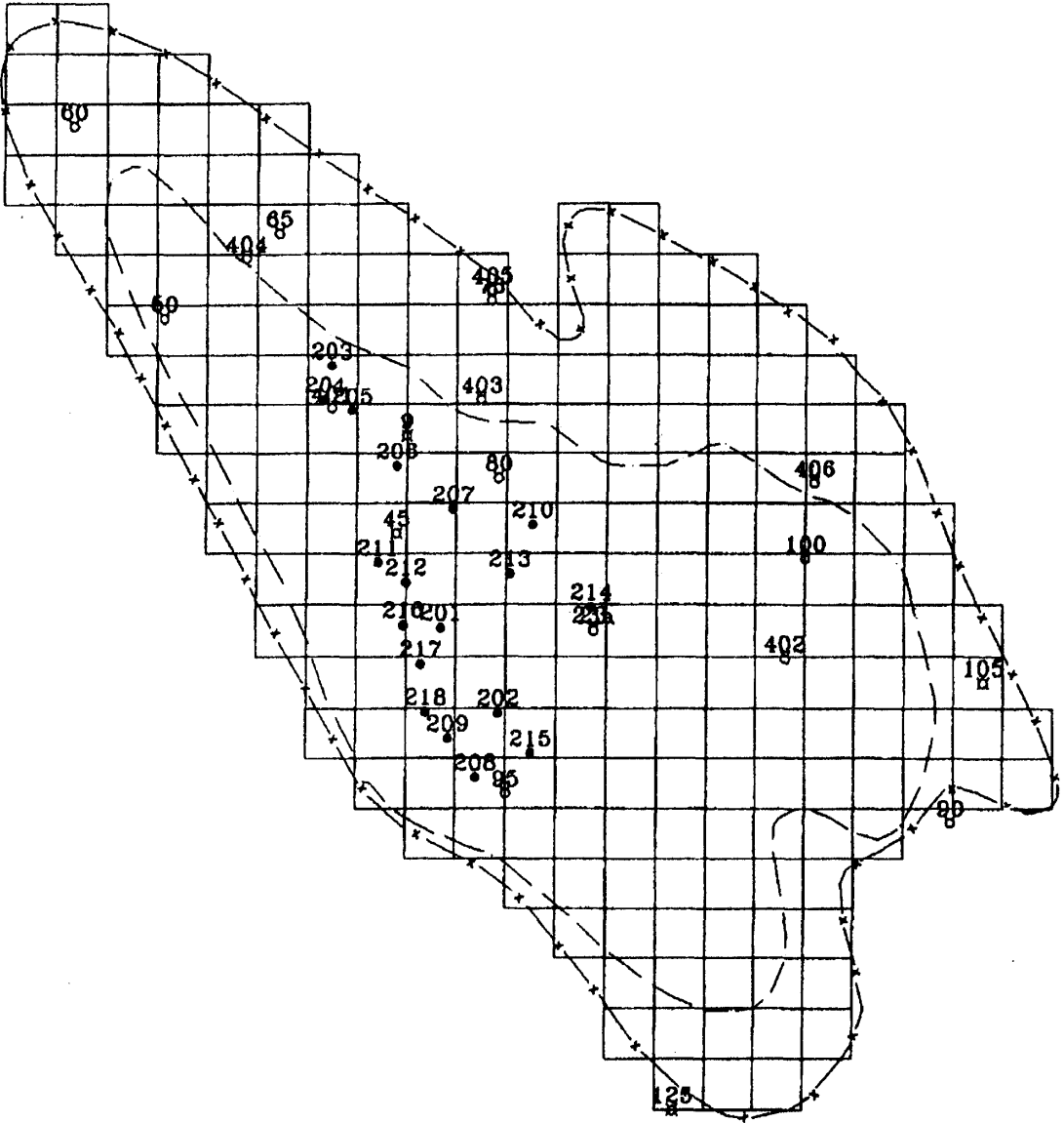


Рисунок 4 – Схема апроксимації покладу НД-5 (IV горизонт) Опарського ПСГ сітковою областю розміром 22×22

Початковими умовами є задане поле тисків у газовому покладі (по ділянкам сітки) на дату початку розрахунку, яке визначається на основі побудови карти ізобар

$$P_f = P_f(x, y, t) \quad (2)$$

За граничні умови приймається непроникність зовнішніх меж газових покладів

$$\frac{\partial P_f}{\partial n} = 0. \quad (3)$$

Так як об'єми нагнітання-відбирання газу з покладів ПСГ є невідомими величинами, обов'язковою умовою розв'язання системи рівнянь є дотримання співвідношення

$$Q_{\text{НД-5}}(t) + Q_{\text{НД-7}}(t) + Q_{\text{НД-8}}(t) = Q(t) \quad (4)$$

де: $Q_{НД-5}(t)$, $Q_{НД-7}(t)$, $Q_{НД-8}(t)$ – об'єм газу, відібраний (накопичений) з газових покладів НД-5, НД-7 і НД-8 горизонтів за період часу Δt ; $Q(t)$ – об'єм газу відібраний (накопичений) загалом з ПСГ (облікова величина).

Спільним для всієї групи газових покладів є значення робочого тиску після гребінки в колекторі газозбірного пункту $P_{кол}(t)$. Для покладу горизонту НД-5

$$Q_{НД-5}(t) = F(a_i, b_i, \theta_i, \zeta_i, \xi_i, P_{кол}(t)) \quad (5)$$

де $a_i, b_i, \theta_i, \zeta_i, \xi_i$ - відомі коефіцієнти гідравлічних втрат у привибійній зоні, стовбурі i -ї свердловини, шлейфі, гребінці ГЗП.

Аналогічні залежності приймаються і для інших покладів.

Знаходження для кожного покладу величини газонасиченого об'єму порового простору, об'єму відібраного-накопиченого газу ґрунтується на визначенні і порівнянні модельного значення пластового тиску з його фактичним значенням. Досягнення співпадання останніх і є критерієм адекватності геолого-математичних моделей їх фізичним об'єктам.

Система рівнянь (1, 4, 5), умов (2 і 3) у достатньому об'ємі відображає процес фільтрації газу в кожному покладі. Вирішення задачі проводилось шляхом дискретизації рівнянь, залежностей і зводилось до рішення системи алгебраїчних рівнянь числовим методом, алгоритм якого забезпечує не тільки мінімальне задане розходження між фактичним і модельним значенням об'єму експлуатації в кожній ділянці сітки, але й високу швидкість розрахунку.

Наведена вище методика була застосована при проведенні аналізу і розробки технології експлуатації Опарського підземного сховища газу, створеного в покладах НД-5, НД-7 і НД-8 продуктивних горизонтів однойменного газового родовища [2]. Вивчався період експлуатації ПСГ з 1977 р. до 2003 р. Інтервал розрахунку дорівнював одній декаді. У процесі вирішення задачі адаптації розбіжність між загальним з початку експлуатації ПСГ фактичним об'ємом накопичення-відбирання газу і його модельним аналогом досягла 1,23 млн. м³, що свідчить про високу надійність і розрахункову здатність прикладної системи обчислення. Визначення прогнозного поля тиску на кінець кожного інтервалу розрахунку проводилося одночасно для трьох апроксимаційних сіток з розподілом об'єму нагнітання-відбирання газу по діючих свердловинах фонду.

В результаті для покладів були визначені геологічні параметри, такі як розподіл ефективних газонасичених товщин колектора по площі, величини порових газонасичених об'ємів, коефіцієнти газопровідності між ділянками розрахункової сітки. Встановлені залежності рівня дренажу порового простору від об'єму газу в покладі. У результаті рішення задачі адаптації встановлено степінь розбіжності визначених геологічною службою Опарського ПСГ об'ємів нагнітання-відбирання газу по горизонтах.

На рис. 5-7 приводиться порівняння кривих зміни у часі фактичного і модельного значення пластового тиску. Високий рівень співпадання свідчить про адекватність розроблених геолого-математичних моделей фізичних об'єктів покладів і пластових процесів, які відбуваються в них.

Література

1. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 215 с.
2. Войцицький І.В. та ін. Корективи до технологічної схеми створення Опарського ПСГ з визначенням умов підвищення продуктивності відбору газу. Львів, 2004. Фонди ДК “Укртрансгаз”.

Опарське ПСГ. ІУ горизонт (НД-5)

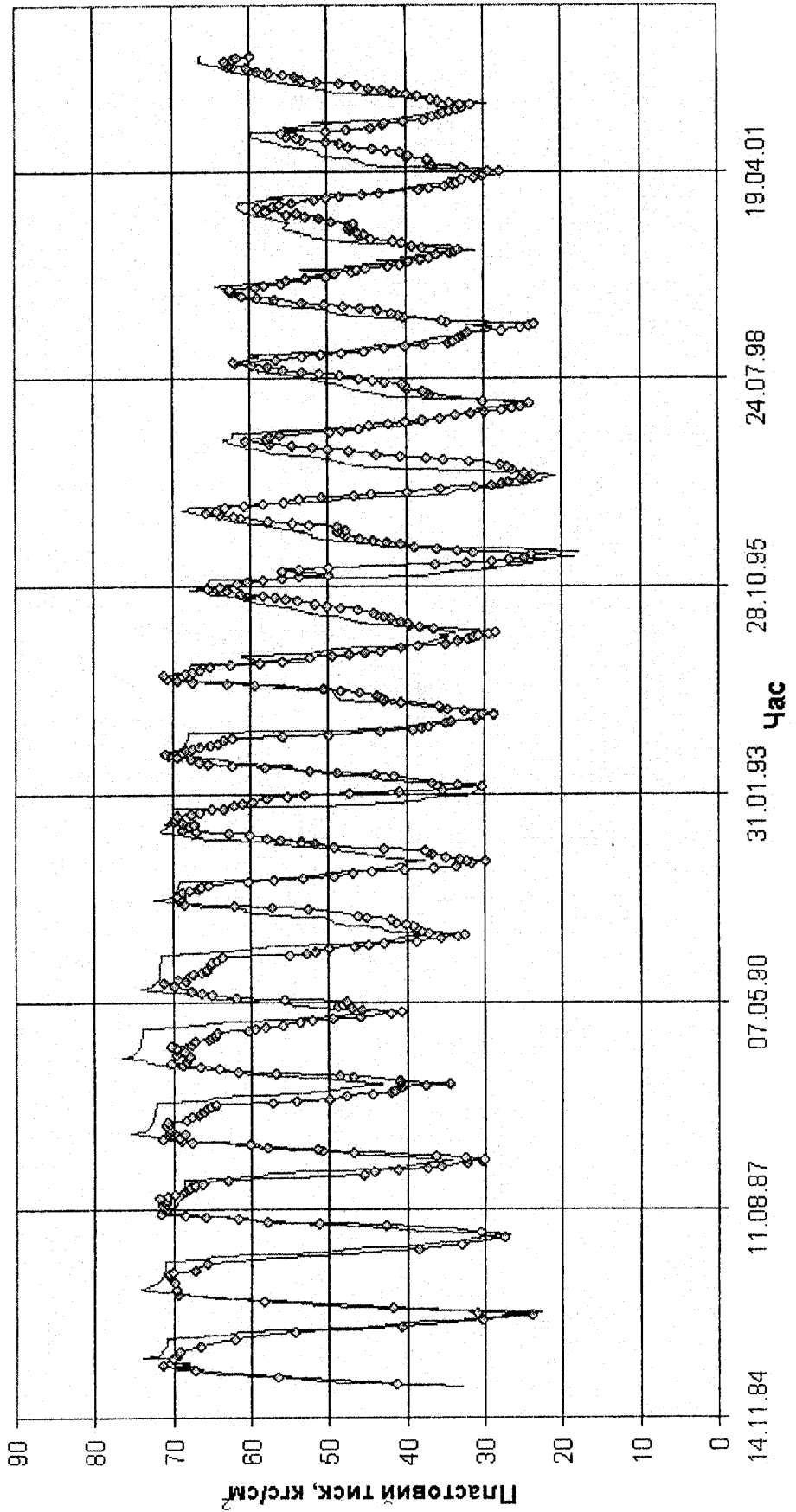


Рисунок 5 - Динаміка зміни у часі пластового тиску: — фактичного; - - - - розрахованого

Опарське ПСГ. У горизонт (НД-7)

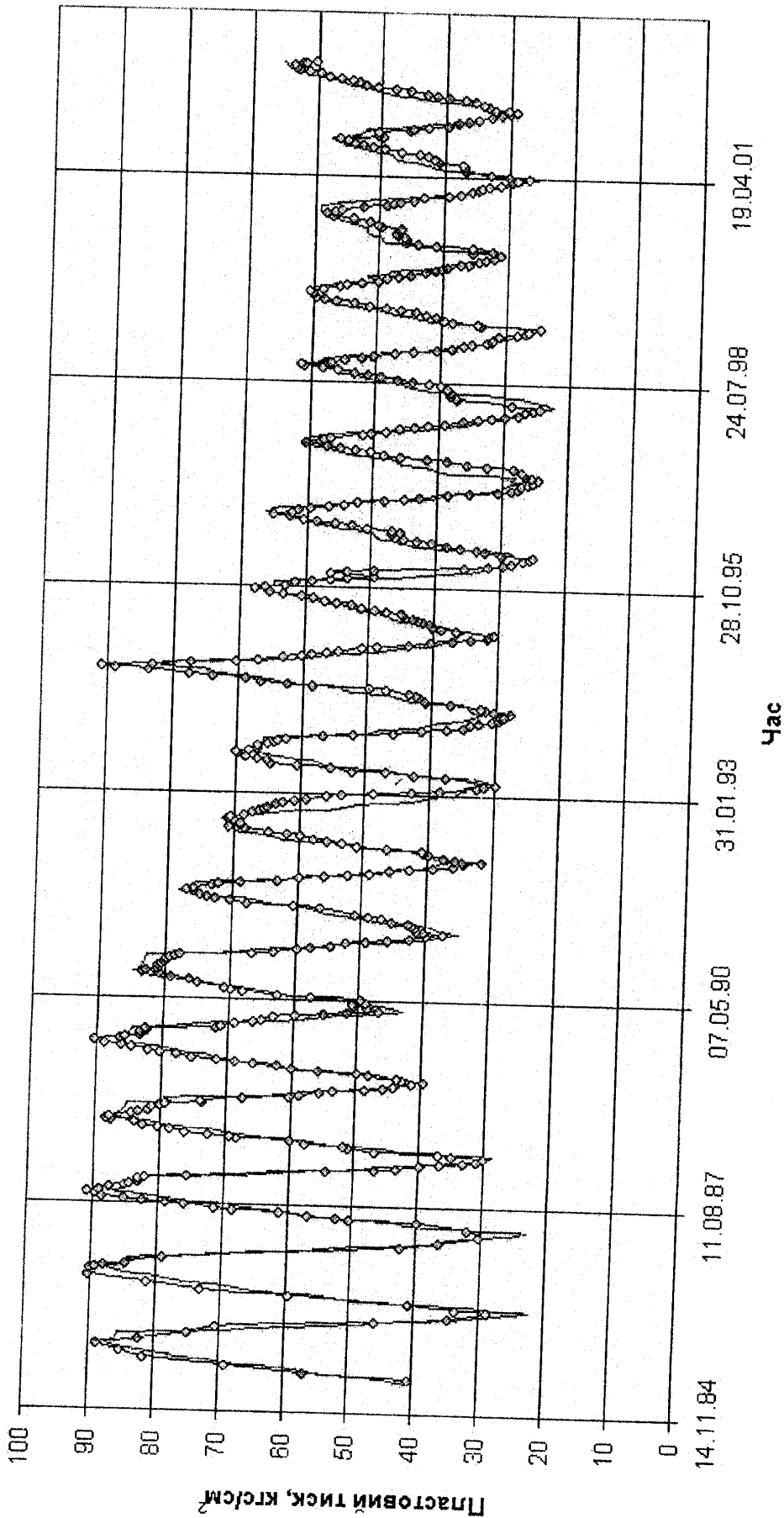


Рисунок 6 - Динаміка зміни у часі піастового тиску. — фактичного; — розрахованого

Опарське ПСГ. У1 горизонт (НД-8)

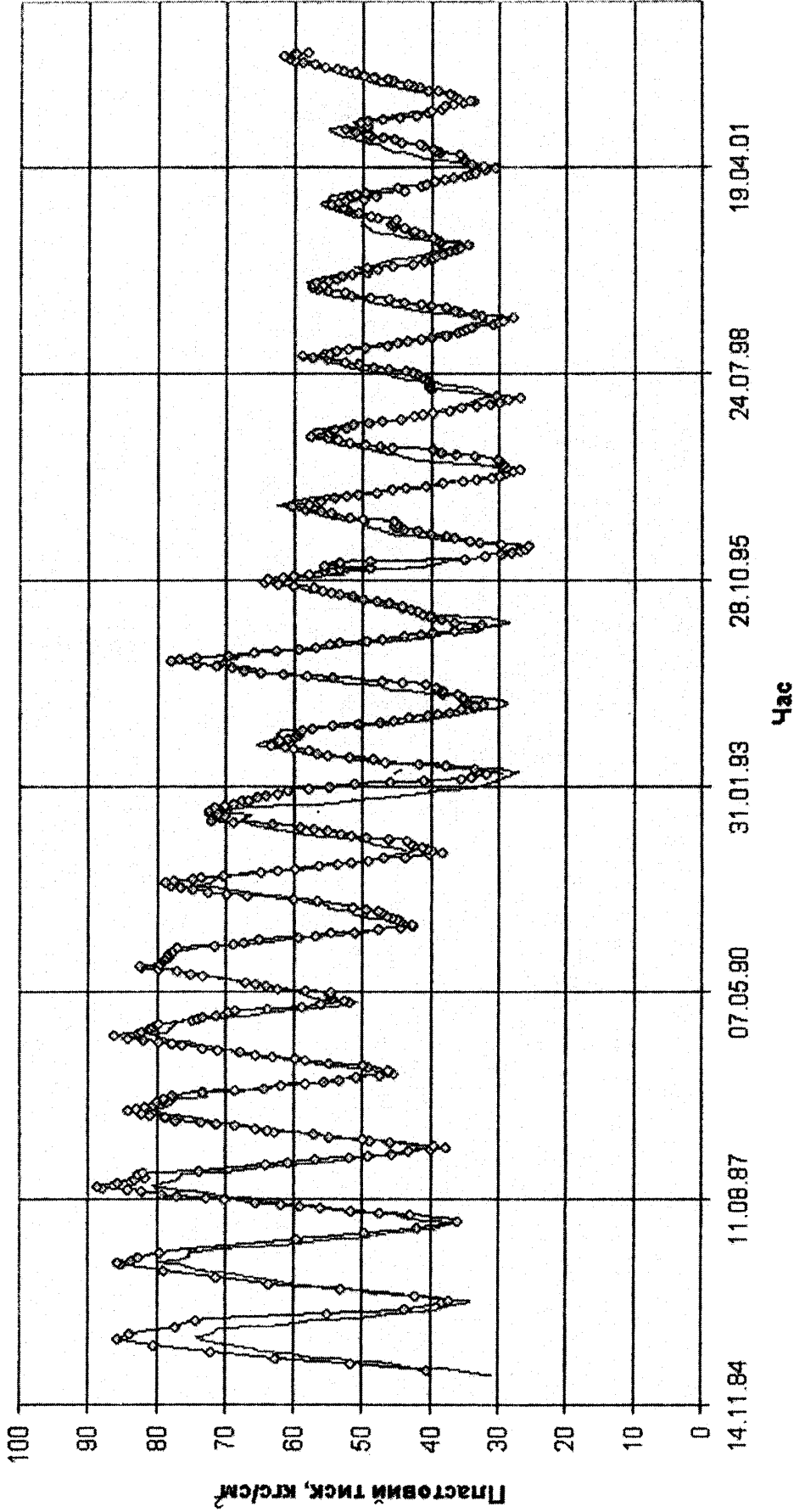


Рисунок 7 - Динаміка зміни у часі пластового тиску. — фактичного; — розрахованого