

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

УДК 622.691.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕОРЕТИЧНИХ ПЕРЕДУМОВ РОЗРОБЛАННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ФОРМУВАННЯ БАГАТОПЛАСТОВИХ ПОКЛАДІВ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОВИХ СХОВИЩ

В.О. Заєць, Д.Ф. Тимків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: snp@nimg.edu.ua

У даній роботі авторами вирішується проблема розроблення концепції функціонування та розвитку системи підземних сховищ газу. З цією метою проведено аналіз експлуатації ПСГ із урахуванням складної літологічної будови газомісткуючих колекторів, багатопластовості об'єктів. Показано, що інтерпретація геолого-промислових матеріалів за результатами розробки родовищ ускладнена недостатністю вихідних даних, а це призводить до неякісного прогнозування основних показників створюваного підземного сховища газу. Досліджено, що при зниженні пластового тиску виникає зміна структур у покладах і пластах-колекторах, зміна газонасиченого просторового об'єму, рух і підняття контурних і пластових вод. Для покращення прогнозування виділено чотири категорії даних: геологічні, геофізичні, гідрогеологічні та газогідродинамічні. Проаналізовано різні математичні моделі, які використовуються при розробленні режимів роботи підземних сховищ. Поряд із газодинамічним моделюванням здійснено оперативну оцінку запасів газу в продуктивних горизонтах на основі методу годографа, який базується на інтегральній оцінці величин розподілу та стану дренажних об'єктів газу по окремих частинах газового покладу, а також сховища загалом. Отже, при створенні підземного сховища газу у виснажених газонасних або водоносних пластах на етапі промислового розбурювання необхідно проводити уточнення геологічної моделі об'єкта. Такі уточнення дають змогу визначити колекторські та фільтраційно-ємнісні властивості продуктивного пласта, характер поведінки водонапірної системи, а також динаміку руху газоводяного контакту на об'єкті підземного зберігання газу.

Ключові слова: фільтраційно-ємнісні властивості, газогідродинамічні, газоводяний контакт, пласт-колектор

В данной работе авторами решается проблема разработки концепции функционирования и развития системы подземных хранилищ газа. С этой целью был проведен анализ эксплуатации ПСГ с учетом сложного литологического строения газосодержащих коллекторов, многослойности объектов. Показано, что интерпретация геолого-промышленных материалов по результатам обработки месторождений усложняется недостаточностью исходных данных, что приводит к некачественному прогнозированию основных показателей создаваемого подземного хранилища газа. Исследовано, что при снижении пластового давления происходит изменение структур в залежах и пласт-коллекторах, изменение газонасыщенного пространственного объема, движения и поднятия контурных и пластовых вод. Для улучшения прогнозирования выделены четыре категории данных: геологические, геофизические, гидрогеологические и газодинамические. Проанализированы различные математические модели, используемые при разработке режимов работы подземных хранилищ. Наряду с газодинамическим моделированием проведена оперативная оценка запасов газа в продуктивных горизонтах на основе дренируемых и недренируемых объемов газа по отдельным частям газовых залежей, а также хранилища в целом. Таким образом, при создании подземного хранилища газа в истощенных газонасных или водоносных пластах на этапе промышленного бурения необходимо уточнять геологическую модель объекта. Такие уточнения позволяют определить коллекторские и фильтрационно-емкостные качества продуктивного пласта, характер поведения водонапорной системы, а также динамику движения газоводяного контакта на объекте подземного хранения газа.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные качества, газогидродинамический, газоводяной контакт, пласт-коллектор.

In this paper the authors solve the problem of developing the concept of the operation and development of underground gas storage facilities. For this purpose, an analysis of operating PSG given the complex lithology gas-containing collectors, multilayer objects. It is shown that the interpretation of geological and industrial materials as a result of treatment fields is complicated by lack of baseline data, and this leads to poor forecasting of the basic indicators generated by underground gas storage facility. It was studied that the reservoir pressure reduction

change of structures in deposits and reservoirs, the change of gas-saturated spatial volume, movement and lifting of contour and formation waters occur. To improve the forecasting, four data categories were identified: geological, geophysical, hydrogeological and gas-dynamic. Different mathematical models used in the development of underground storage modes were analyzed. Along with the gas-dynamic modeling the rapid assessment of gas reserves in the producing horizons was performed based on drainable and nondrainable gas volumes on parts of gas deposits, as well as storage in general. Thus, the creation of underground gas storage in depleted gas-bearing aquifers or at the stage of industrial drilling should be carried out geological model of the object. Such refinement can determine reservoir and filter capacitor quality producing formation, the behavior of the water system, as well as the dynamics of gas-contact motion to underground gas storage facilities.

Keywords: filtration-capacitive properties, gas-hydrodynamic, gas-water contact, reservoir bed.

Вступ. Враховуючи геостратегічне положення України та впровадження в її економіку ринкових відносин, наявність значної потужності сховищ дає можливість створювати необхідні резерви природного газу для країн Східної Європи (Польща, Угорщина, Чехія, Словаччина й ін.), де можливість для його підземного зберігання обмежена.

Тож нагальною є необхідність розроблення концепції функціонування та розвитку системи підземних сховищ природного газу України, зокрема, в її східному, центральному та південному регіонах.

У процесі розроблення концепції виконано аналіз сучасного стану світового та вітчизняного підземного зберігання природного газу, структури його споживання в країні, одержана її оцінка на перспективу. Виконані розрахунки та проведено аналіз сезонної і добової нерівномірності попиту на природний газ агрегованих споживачів України за різних рівнів споживання, об'єми яких зведено по регіонах. На підставі статистичних даних за цей період проведено моделювання сезонних змінювань попиту на газ і визначено вимоги технологічних характеристик (активного об'єму газу та продуктивності) підземних газосховищ по економічних регіонах країни.

Постановка задачі досліджень. В умовах складної літологічної будови газовміщуючих колекторів, багатопластовості об'єктів ПСГ інтерпретація геолого-промислових матеріалів за результатами розробки родовища ускладнена недостатністю вихідних даних; інформація за малою кількістю свердловин, що експлуатували поклади, є неповною для якісного прогнозування основних показників створюваного ПСГ.

Окрім того, при зниженні пластового тиску в покладі можливий прояв структурних змін у породах пласта-колектора, зміна газонасиченого порового об'єму, рух та підняття контурних і пластових вод, а також виникнення інших геологічних і фізико-хімічних змін, зафіксувати які в процесі розробки не вдається.

Щодо умов створення газосховища на базі багатопластових покладів із урахуванням методів отримання геолого-промислової інформації для прогнозування показників експлуатації ПСГ, необхідно виділити чотири категорії даних: геологічні, геофізичні, гідрогеологічні та газогідродинамічні.

Дотримуючись цієї класифікації, за матеріалами розробки покладів отримано вихідні дані для експлуатації газосховища. Однак при про-

веденні дослідно-промислового закачування (ДПЗ) газу за результатами геофізичних, газогідродинамічних досліджень і структурно-геологічних побудов отримано нові дані, які дозволили уточнити літологічну, геолого-промислову, фільтраційно-ємнісну та газогідродинамічну характеристики багатопластового покладу. За отриманими даними можливо проводити розрахунки темпів створення та прогнозних показників циклічної експлуатації, визначати напрямки та розробляти ефективні газогідродинамічні методи експлуатації штучних газових покладів складної геологічної будови, а також розробляти нові способи створення й експлуатації багатопластових підземних газосховищ.

Аналіз літературних джерел по даній тематичі. У роботі [1] подано різні типи ПСГ, а також описується послідовність виконання робіт під час їх створення у водоносних пластах. Основна увага зосереджується на технологічному проектуванні сховищ газу в водоносних структурах, а також викладені методи розрахунків наземного устаткування.

Автори роботи [2] присвятили увагу розробці газових покладів, методам і режимам газових і газоконденсатних родовищ, схемам збору, транспортування газу й газоконденсату. Частково розглянуто питання створення й експлуатації сховищ газу в водоносних пластах.

У роботі [3,4] викладено теоретичні, експериментальні дослідження витіснення води газом в однорідних і неоднорідних колекторах. Робота [5] присвячена створенню та виходу на режим циклічної експлуатації ПСГ у горизонтальних водоносних пластах. Наведена гідродинамічна модель розрахунку.

Автори роботи [6] розробили метод розрахунку процесу витіснення води газом при явно виражених границях газоводяного контакту, який базується на принципі рухливих і переносних гідродинамічних джерел і стоків.

Монографія [7] містить теорію та практичні розрахунки параметрів ПСГ.

Автором книги [8] розроблено структуру моделей, аналогічних і числових методів розрахунку, які використовуються при спорудженні та циклічній експлуатації підземних сховищ газу в водоносних пластах. У монографії значна увага приділена граничним циклам, аналізу циклічного витіснення води газом, дослідженню процесів гравітаційної сегрегації суміші в пористому середовищі, методам розрахунку фільтрації газу й води.

У роботі [9] розроблено модель газодинамічних процесів у продуктивному горизонті, досліджено фазові проникності пористого середовища при витісненні газом води; досліджено вплив штучного газового покладу на водонесну зону пласта під час закачування та відбору газу; проведено оцінку впливу переміщення газового контакту на динаміку зміни технологічних параметрів експлуатації сховища.

Результати досліджень. Із даного аналізу випливає необхідність побудови математичної моделі, за допомогою якої можна було б розробити режими роботи підземних сховищ газу в багатопластових покладах. Для цього коротко охарактеризуємо моделі, які використовуються під час дослідження роботи ПСГ.

Класичним рівнянням, що встановлює зв'язок між швидкістю фільтрації газу та рідини й градієнтами тиску та силою тяжіння, є закон фільтрації, що має назву закон Дарсі:

$$V_i = \frac{K_{ij}}{\mu} (V_j P + \rho g_i), \quad (1)$$

де ρ, μ – густина та в'язкість фільтруючого середовища;

P – тиск;

g_j – проекції вектора прискорення сили тяжіння на координатні осі;

K_{ij} – коефіцієнти лінійної залежності, які залежать від властивостей порід; індекси

i, j – сумування в діапазоні від 1 до 7 [77].

У практичних розрахунках використовують спрощену формулу:

$$V_i = \frac{K}{\mu} (V_j P + \rho g_i). \quad (2)$$

Для тонких пластів швидкість фільтрації лежить у дотичній до поверхні пласта площі, а рівняння (2) набуде вигляду:

$$\left(\frac{dp}{dz} + pg \right) - f_x \frac{dp}{dx} - f_y \frac{dp}{dy} = 0. \quad (3)$$

Для однорідних пластів (пласт постійної товщини та слабковикривлений) використовують рівняння Лапласа:

$$\Delta \varphi = \frac{d^2 \varphi}{dx^2} + \frac{d^2 \varphi}{dy^2} = 0, \quad (4)$$

де φ – фільтраційний потенціал,

$$\varphi = P(x, y, z) + Pgz(x, y).$$

Розв'язки рівнянь (1)–(4) досить складні, тому для практичної реалізації даних моделей необхідно знаходити простіші моделі й алгоритми для розроблення та створення одно- і багатопластових підземних сховищ газу та керування режимами їх роботи.

З цією метою були проведені дослідження особливостей циклічної експлуатації багатопластового Пролетарського ПСГ (горизонт М7). Специфіка створення й експлуатації Пролетарського газосховища пояснюється насамперед складною геологічною будовою пласта-колектора.

Геологічна модель сховища в горизонті М7 за її складовими (структурній моделі, літологічній моделі та розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів) характеризується наступними особливостями.

Пролетарське підняття має асиметричну брахіантиклінальну складку субширотного простягання. Асиметричність будови підняття зумовлена регіональним крайовим порушенням, що простягається з південного сходу на північний захід уздовж південного крила. За літолого-фізичними параметрами площу газосховища умовно можна поділити на декілька зон:

– західна зона характеризується різким заміщенням пісковиків алевролітами; продуктивний горизонт представлений одним пластом, ефективна газонасичена товщина якого коливається в межах 2-5 м, проникність – 63-125 мД.

– перехідна зона характеризується ущільненням колекторів, суттєвим зменшенням газонасиченої товщини до 2-4 м і низьким газодинамічним зв'язком із західною та східною частинами підняття.

– східна зона характеризується наявністю трьох пластів пісковиків, два з яких (верхній та нижній) витримані по площі та мають ефективну газонасичену товщину 10-12 м.

Альтернативою вдосконалення визначення достовірного пластового тиску в цілому по штучному покладу є вибір певної кількості свердловин із західної та східної частин для проведення вимірювань помісячного статичного тиску, на підставі якого виконувалися б умови співвідношення площі газонасиченості й ефективної товщини пласта-колектора західної частини до східної як 1:3.

Одночасно з газодинамічним моделюванням підземного зберігання газу здійснювали постійну оперативну оцінку запасів газу в продуктивному горизонті М-7. Для цього застосовували метод годографа, який характеризується відносною простотою та наочністю.

Метод годографа базується на використанні балансової моделі усього штучного газового покладу або модифікацій для його окремих частин. Вказаний метод дає змогу проводити деяку інтегральну оцінку величини розподілу та стану дренажних (не дренажних) об'ємів газу по окремих частинах газового покладу та сховища загалом.

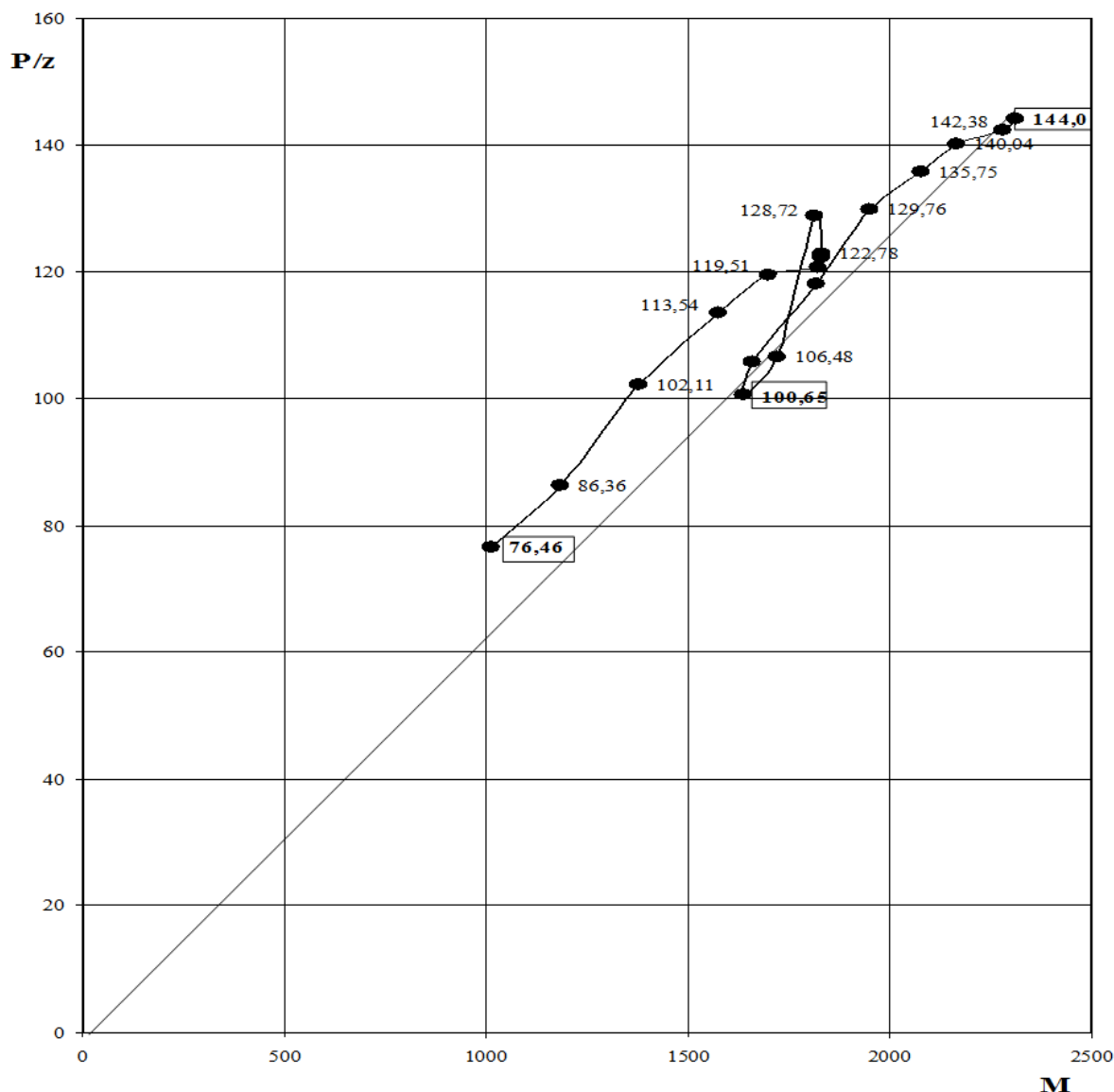
Суть методу полягає в тому, що дослідження газового об'єму в пластових умовах ведеться радіус-вектором. При цьому тангенс кута нахилу радіус-вектора будь-якої точки годографа чисельно дорівнює газонасиченому об'єму. Пряма лінія, яка проводиться через характерні точки значень максимального та мінімального об'єму газу в пласті, за умов повного дренажу покладу, екстраполюється в початок координат. Якщо дана пряма відтинає на осі абсцис певний відрізок, то отримане значення в точці перетину відповідатиме об'єму газу, який не бере участі в процесі дренажу, а скупчується в слабкодренажних зонах. Про наявність таких зон можна судити як за результатами

Таблиця 1 – Геолого-промислові характеристики горизонту М-7

Параметри	Одиниці вимірювання	Горизонт М-7
Глибина покрівлі в апікальній частині структури	м	1425
Товщина пласта – колектора		
у східній частині	м	27-37
у т. ч. ефективна	м	13-18
у західній частині	м	8-12
у т. ч. ефективна	м	6-8
Пористість		
у східній частині	%	23-28
у західній частині	%	16-25
Проникність		
у східній частині	мД	63-145
у західній частині	(x 10-15 м ²)	(63-145)
Газонасиченість		
у східній частині	%	0,70-0,78
у західній частині	%	0,45-0,66
Коефіцієнт фільтрації родовища		
існуючі	" а "	2,68
	" в "	0,022
	" а "	5,26
	" в "	0,085
Площа покладу	км ²	7,94
Поверх газонасиченості	м	47
Товщина покрівлі	м	132
Контур “газ – вода” (проектний)	м	-1330,6
Пластова температура	К/°С	312,5/39,5
Пластовий тиск (початковий)	кгс/см ²	148,9

Таблиця 2 – Літологічні особливості пласта-колектора (М-7)

№ св.	Ефективна товщина h, м	Пористість m, од.	Газонасиченість α, од.	Ємність mha	№ св.	Ефективна товщина h, м	Пористість m, од.	Газонасиченість α, од.	Ємність mha
89	19,8	0,23	0,4	2,2	381	22,5	0,22	0,71	3,5
216	7,2	0,21	0,4	0,6	382	19,6	0,26	0,76	3,9
227	18,2	0,23	0,56	2,3	387	25,4	0,25	0,74	4,7
235	30,0	0,27	0,73	5,9	390	20,6	0,29	0,78	4,6
241	–	–	–	–	394	34,4	0,26		
250	24,0	0,22	0,74	3,9	396	16,8	0,25	0,72	3,0
256	13,8	0,24	0,83	2,7	399	27,6	0,24	0,66	4,4
267	28,0	0,24	0,73	4,9	401	23,4	0,22	0,64	3,3
278	28,0	0,28	0,78	6,1	406	23,4	0,24	0,72	4,0
280	18,2	0,26	0,76	3,6	417	16,4	0,27	0,50	2,2
285	19,6	0,22	0,70	3,0	422	12,8	0,27	0,76	2,6
289	21,2	0,24	0,72	3,7	431	25,5	0,23	0,71	4,2
271	21,5	0,24	0,71	3,7	439	2,40	0,25	0,74	0,4
304	10,0	0,16	0,45	0,7	440	7,4	0,25	0,72	1,3
306	14,8	0,18	0,56	1,5	441	6,8	0,25	0,70	1,2
310	18,0	0,20	0,70	2,5	251	24,8	0,27	0,74	4,95
311	12,4	0,28	0,75	2,6	245	17,8	0,26	0,74	3,42
315	5,2	0,19	0,52	0,5	257	18,6	0,25	0,72	3,34



Рисунік 1 – Годограф Пролетарського ПСТ за цикл 1990 – 1990/91 рр.

промислових спостережень, так і за зміною гістерезисної петлі годографа, а також за зміною напрямку осередненої прямої, яка протягом циклічної експлуатації сховища постійно відтинатиметься на осі абсцис різні або однакові відрізки та характеризувати об'єм газу, який знаходиться в “застійній” зоні, не охопленій дренаванням. Проекція прямої лінії на вісь абсцис у діапазоні приведенного пластового тиску від 1 до максимального значення за розглянутий період характеризує середню за сезон величину активно дренаваних запасів газу.

Для побудови графіка залежності $M = f[P/z(t)]$ використовуються балансові об'єми газу в сховищі та середньозважені пластові тиски на кінець кожного місяця (табл. 3).

Щоб охарактеризувати процес циклічної експлуатації Пролетарського газосховища в гор.М-7, необхідно виділити дренавані (не дренавані) об'єми та об'єм газонасиченого порового простору, побудувати годографи найбільш показових циклів (рис. 1- 3).

Аналіз циклу 2000-2000/01 рр. свідчить, що пряма лінія, проведена через точки максимального та мінімального значення об'єму газу в пласті, екстраполюється в початок координат. Це свідчить про те, що відбувається формування штучного газового покладу й зростання газонасиченого порового об'єму. Тобто процес витиснення пластової води в крайові частини сховища є поступовим та рівномірним за всіма напрямками; водночас відбувається заповнення ефективної товщини пласта-колектора газом у східній і західній частинах покладу. Наступні цикли, коли сховище було виведене на циклічну експлуатацію, характеризуються тим, що екстрапольовані прямі лінії відтинають на осі абсцис майже однакові відрізки, які відповідають недренаваній кількості газу в пластових умовах приблизно 400 млн.м³ і відповідному недренаваному об'єму газу – 365 млн.м³.

Побудований годограф для гор.М-7 за цикл 2000-2000/01 рр. підтверджує висновки про те, що максимальні значення газонасиченого порового об'єму припадають на період від-

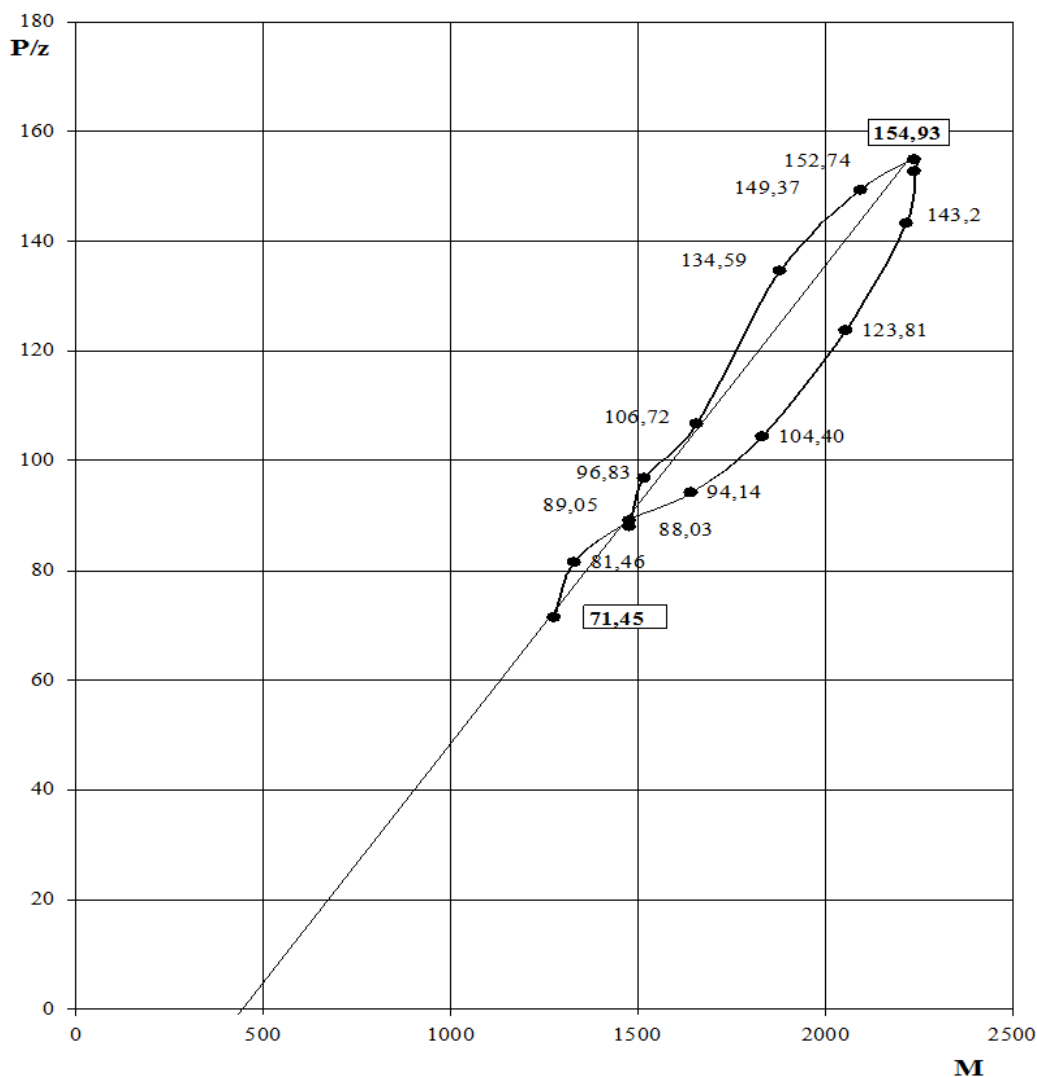


Рисунок 2 – Годограф Пролетарського ПСГ за цикл 1995 – 1995/96 рр.

бирання газу (лютий-квітень), мінімальні значення характерні для періоду нагнітання (червень-липень). Формування штучного газового покладу та газонасиченого порового простору остаточно завершилось, а об'єм газу, який не бере участі в дренаванні (тобто знаходиться в слабкодренованій західній частині сховища), становить 320-350 млн.м³. Цей об'єм є постійним і не змінюється протягом останніх 8-9 років.

Одна з причин неможливості відбирання активного газу із західної частини полягає в розміщенні незначної кількості експлуатаційних свердловин в цій частині сховища. Інша причина полягає в недовготривалості нейтрального періоду після сезону відбирання.

Наприкінці процесу відбирання газу пластовий тиск у західній частині сховища перевищує величину пластового тиску в східній на 2.0-3.0 МПа, створюючи, таким чином, сприятливі умови для його міграції в східному напрямку. Але за короткочасний нейтральний період значна частина активного газу не встигає перетікати зі слабкодренованої зони в активнодреновану і практично становить об'єм буферного газу.

Для оптимізації роботи штучного газового покладу в гор.М-7, тобто зменшення темпу падіння пластового тиску в активнодренованій зоні під час відбирання, запропоновано відключати деяку кількість експлуатаційних свердловин східної частини, а як резерв для забезпечення можливості подавання визначеного об'єму кондиційного газу в газопровід підключення використовувати свердловини західної частини.

Шляхи підвищення ефективності експлуатації свердловин, не досконалих за характером розкриття, досить різні. Одним із ефективних методів покращення якості роботи свердловин західної частини покладу є додаткова перфорація тіла в експлуатаційній колонії. Проведені дослідження з визначення впливу щільності перфораційних отворів на дебіт експлуатаційних свердловин показали, що зменшення коефіцієнта фільтраційного опору прямопропорційне збільшенню дебіту. Оптимальну кількість отворів у свердловинах західної частини покладу необхідно поступово довести до 20-24 одиниць на погонний метр, тим самим деякою мі-

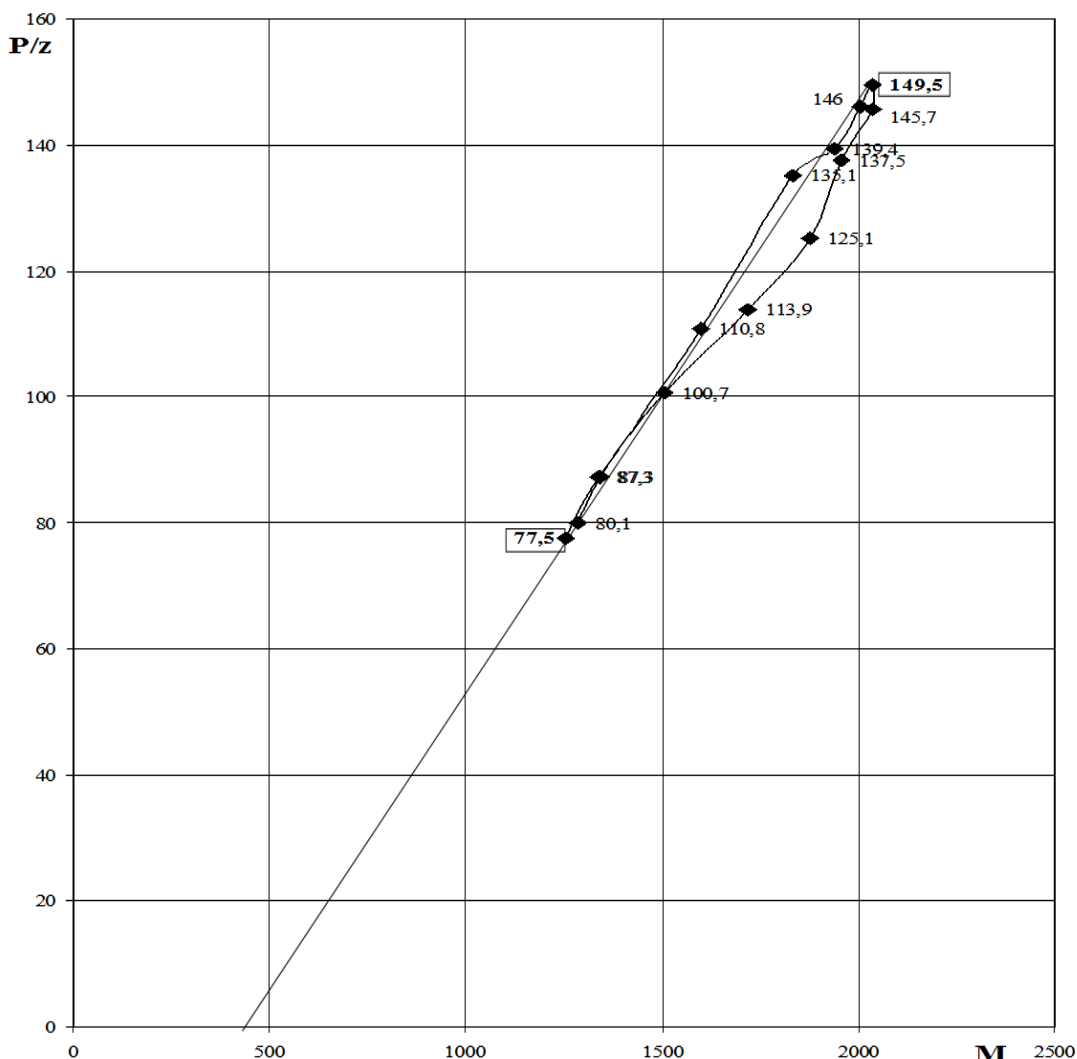


Рисунок 3 – Годограф Пролетарського ПСГ за цикл 2000 – 2000/2001 рр.

рою вирішити питання підвищення їх продуктивності.

Основним же критерієм покращення колекторських властивостей і підвищення продуктивності експлуатаційних свердловин є проведення гідророзриву пласта. Характерними особливостями, які відповідають усім умовам для його проведення, є:

- низькі колекторські властивості продуктивного пласта;
- низькі робочі дебети свердловин;
- великі депресії на пласт;
- незначна глибина залягання пласта-колектора.

Дослідження динаміки руху газоводяного контакту в процесі циклічної експлуатації багатопластового покладу М7.

На початок розробки горизонту М-7 пластовий тиск у ньому складав 14,89 МПа, газонасичений об'єм оцінювався в 14/6 млн.м³, а газоводяний контакт (ГВК) проводився за абсолютною позначкою мінус 1330,6 м.

За період розробки відбулось часткове обводнення покладу, внаслідок чого газонасичений об'єм скоротився до 12-13 млн.м³ (на 17%). Підйом ГВК складав 7/0-13/0 м, його положення

фіксувалося на абсолютній позначці мінус 1317,3 м. Передбачуваний загальний підйом ГВК у східній частині газового покладу зумовлювався високими фізичними та фільтраційно-ємнісними параметрами пласта-колектора. У міру розбурювання горизонту М-7 для створення в ньому ПСГ, а також в процесі його циклічної експлуатації, було виявлено складну форму ГВК у межах штучного газового покладу.

В результаті аналізу геодезичних досліджень виявлено різні позначки положення контакту «газ-вода» в тому чи іншому місці газового покладу.

В північній частині ПСГ результатами досліджень ГВК встановлювався в різних свердловинах. Його положення коливається в межах від мінус 1323,25 до 1329,96 м. Наприкінці процесу відбирання контакт газ-вода в ній спостерігався на рівні позначки мінус 1328,0 м; у період нагнітання – на мінус 1329,76. Коливання між максимальною та мінімальною позначками ГВК не перевищували величину 1,96 м; газонасичена товщина пласта при цьому змінювалось від 7,24 до 9,2 м відповідно.

За результатами визначення середньозваженого положення ГВК у північній частині по-

кладу наприкінці процесу відбирання ГВК встановлюється на рівні мінус 1325.1 м, наприкінці процесу нагнітання – 1326.18 м. Коливання рівня ГВК під час циклічної експлуатації в північній частині покладу не перевищує величину 1.08 м і однозначно вказує на газовий режим його експлуатації.

На заході контакт газ-вода визначався в свердловині, яка знаходиться в приконтурній зоні та замикає структуру. Коливання рівня ГВК у цій частині покладу в процесі циклічної експлуатації ПСГ не відбувається, а його положення наприкінці відбирання та в період нагнітання відповідає позначці мінус 1324.1 м.

Визначення середньозваженого положення ГВК у західній частині покладу здійснювався в свердловині 78. Отже, приведені до горизонтальної площини середньозважені значення контакту «газ-вода» в цій частині покладу наприкінці процесу відбирання та нагнітання збігаються та відповідає позначці мінус 1324.1 м. Це означає, що під час експлуатації ПСГ значного руху ГВК в західній частині не існує, через невикористання для відбору (нагнітання) експлуатаційних свердловин, розташованих тут. Порівняно з проектним ГВК, підйом його позначки та зменшення газонасиченої товщини в цьому напрямку складає 6.5 м.

Під час порівняння поточних і попередніх результатів виявлено збільшення газонасиченої товщини продуктивного горизонту М-7 і занурення рівня ГВК на 0.6 м, що може пояснюватися похибкою при дослідженнях геофізичними приладами. Підтвердженням неможливості розтікання газу за межі пастки в західному напрямку є дослідження свердловини 72. У ній фіксується літологічне заміщення пласта-колектора на більш щільні породи, які до того ж характеризуються як водоносні.

В східній частині положення ГВК контролюється п'єзометричною свердловиною 85, а також експлуатаційними свердловинами 174.86, 130.148. Під час експлуатації контакт газ-вода в цій частині покладу змінюється в межах позначок від мінус 1314.92 до 1317,8 м. У свердловині 174 наприкінці процесу відбирання газу ГВК було визначено на позначці мінус 1314.92 м, у процесі нагнітання – мінус 1315,72 м, тобто коливання рівня ГВК не перевищує 0.8 м. Аналізом результатів у свердловинах 86 і 148 встановлено, що контакт «газ-вода» в них залишається постійним як в період закачування, так і в період відбирання газу з ПСГ.

Середньозважене за товщиною положення ГВК із урахуванням результатів досліджень у свердловинах східного напрямку (174, 130, 86, 148), наприкінці процесу відбирання визначається позначкою мінус 1316.0 м, наприкінці процесу нагнітання – мінус 1317.0 м; тобто динаміка його руху на сході при циклічній експлуатації складає близько 1.0 м.

Південна частина ПСГ характеризується підвищеними колекторськими властивостями. Газоводяний контакт у цій частині найбільш припіднятий і коливається в межах

мінус 1306.73 – 1309.92 м. Приведене до горизонтальної площини (середньозважене) положення ГВК у південній частині покладу наприкінці процесу закачування відповідає позначці мінус 1308.0 м, наприкінці процесу відбирання – мінус 1307.0 м, тобто різниця між ними складає 1.0 м.

Аналогічні дослідження проведені на північному сході. Середньозважене положення ГВК у північно-східній частині ПСГ із урахуванням запізнення реакції пластової системи наприкінці процесу відбирання визначається позначкою мінус 1335.4 м, наприкінці нагнітання – мінус 1336.56 м. Рух контакту газ-вода на північному сході відбувається в межах 1.6 м.

На південному заході динаміка руху контакту газ-вода не перевищує 1.0 м. Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу нагнітання визначається позначкою мінус 1324.1 м, наприкінці процесу відбирання – мінус 1323.4 м. Різниця між максимальною і мінімальною позначками горизонтального положення ГВК під час циклічної експлуатації складає 0.7 м і вказує на слабку активність приконтурної води.

Результати досліджень і визначення середньозваженого за газонасиченою товщиною положення ГВК, приведені до горизонтальної площини, наведені в таблиці 3.

Основні висновки, які можна зробити з аналізу поведінки пластової системи в процесі циклічної експлуатації, наступні:

1. Різні гіпсометричні позначки положення ГВК у тій чи іншій частині ПСГ пов'язані з геологічною будовою та ємнісно-фільтраційними параметрами пласта-колектора, вказують на складну форму контакту «газ-вода» в межах штучного газового покладу.

2. Середньозважене положення ГВК у покладі гор.М-7 наприкінці процесу відбирання визначається як мінус 1323.9 м, наприкінці процесу нагнітання – мінус 1324.7 м.

3. Незначна динаміка руху контакту газ-вода, приведені до горизонтальної площини, загалом у покладі (0.8 м) і на його окремих ділянках (0.7-1.16 м), свідчить про низьку активність пластових і законтурних вод і вказує на газовий режим його подальшої експлуатації.

В подальшому досліджувалось створення багатопластових сховищ і вдосконалення їх оптимального формування на основі інтерпретації геолого-промислової інформації.

З цієї метою розглянуто роботу тривалого використовуваного підземного сховища газу газотранспортною системою для стабілізації газопостачання в промислові регіони. За підвищенням промислових потужностей потреба в газі зростає, що потребує збільшення об'ємів газу в ПСГ. У зв'язку із цим на Пролетарському ПСГ створено додаткові пласти.

Побудова достовірної і детальної геологічної моделі багатопластового об'єкта є важливим фактором для правильного подання геологічної будови ПСГ і наступного вибору оптимального технологічного рішення при його експлуатації. Необхідність уточнення геологіч-

Таблиця 3 – Результати визначення ГВК у покладі гор. М-7

№ св.	Дата дослідження (ГДС)	Газонасичена товщина, м	Положення ГВК (абс. позн.), м	Величина підйому «+» або занурення «-» ГВК порівняно з проектним (1330,6 м)
Північна частина				
166	14.04.99	7,24	-1328,0	+ 2,6
	16.07.01	9,00	-1329,76	+ 0,84
	25.12.01	9,20	-1329,96	+ 0,64
168	05.02.03	24,4	-1322,4	+ 8,2
333	28.11.00	11,0	-1323,25	+ 7,35
Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу:				
відбирання			-1325,1	+ 5,5
нагнітання			-1326,18	+ 4,42
Західна частина				
78	08.06.00	9,4	-1324,1	+ 6,5
	06.04.01	9,4	-1324,1	+ 6,5
Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу:				
відбирання			-1324,1	+ 6,5
нагнітання			-1324,1	+ 6,5
Східна частина				
86	03.04.02	12,2	-1317,8	+ 12,8
	03.09.02	12,2	-1317,8	+ 12,8
130	24.05.03	24,8	-1315,52	+ 15,08
148	25.06.01	20,0	-1317,28	+ 13,32
	05.12.01	20,0	-1317,28	+ 13,32
174	05.12.01	12,0	-1315,72	+ 14,88
	02.04.02	11,2	-1314,92	+ 15,68
Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу :				
відбирання			-1316,0	+ 14,6
нагнітання			-1317,0	+ 13,6
Південна частина				
89	24.04.02	10,4	-1309,92	+ 20,68
399	30.05.00	9,53	-1307,33	+ 23,27
	18.05.01	9,13	-1306,93	+ 23,67
	09.11.01	10,2	-1308,0	+ 22,6
	12.05.03	8,93	-1306,73	+ 23,87
Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу :				
відбирання			-1307,0	+ 23,6
нагнітання			-1308,0	+ 22,6
Північно-східна частина				
84	20.06.01	12,0	-1335,76	-5,16
	07.11.01	11,2	-1334,96	-4,36
	10.04.02	12,8	-1336,56	-5,96
Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу :				
відбирання			-1335,4	- 4,8
нагнітання			-1336,56	-5,96

ної моделі виникає на стадії розбурювання об'єктів експлуатації, тобто у міру накопичення геолого-промислової інформації.

За даними, отриманими в процесі розбурювання Пролетарської площі під ПСГ, геологічна модель багатопластового сховища в горизонтах Б-5 і Б-9 за своїми складовими – структурній моделі, літологічній та розподілу фільт-

раційно-смісних параметрів (ФСР) характеризується певними особливостями.

В регіональному тектонічному плані Пролетарське ПСГ знаходиться в межах південно-західної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Воно розташоване на південно-східному закінченні Голубовсько-Колайданського валу, а його структура має вигляд

Продовження таблиці 3

№ св.	Дата дослідження (ГДС)	Газонасичена товщина, м	Положення ГВК (абс. позн.), м	Величина підйому «+» або занурення «-» ГВК порівняно з проектним (1330,6 м)
Південно-західна частина				
350	15.05.00	9,0	-1323,1	+ 7,5
	07.05.01	9,6	-1323,7	+ 6,9
	28.09.02	10,0	-1324,1	+ 6,5
Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу:				
відбирання			-1323,4	+ 7,2
нагнітання			-1324,1	+ 6,5
512	02.11.01	3,8	-1337,16	-6,56
	19.09.02	2,64	-1336,0	-5,4
	26.09.02	3,4	-1336,76	-6,16
	15.05.03	2,6	-1335,96	-5,36
Середньозважене положення ГВК наприкінці процесу:				
відбирання			-1335,96	-5,36
нагнітання			-1336,71	-6,11
Середньозважене положення ГВК в цілому по покладу гор.М-7 наприкінці процесу:				
відбирання			-1323,9	+ 6,7
нагнітання			-1324,7	+ 5,9

пологого північно-західного периклінального закінчення Голубовського підняття.

По кам'яновугільних відкладах Пролетарське підняття є брахіантиклінальною складкою субширотного простягання. Північно-східне крило підняття полого з кутами падіння порід 6-8°; південно-західне – коротке та більш круте, кути падіння досягають 15°. Північно-західна перикліналь вузька та витягнута до заходу, кути падіння порід складають 5-6°, південно-східна – більш широка та полого з кутами падіння близько 2-3°.

Під час уточнення геологічної моделі ПСГ однією з основних задач є визначення границь пластів, що пов'язане з проведенням детальної кореляції розрізів свердловин. Одним із таких способів кореляції є спосіб виділення характерних синхронних точок у розрізі, які одночасно належать поверхні осадоногопичення та збігаються із межами геологічних тіл. Однак його використання у деяких випадках ускладнюється літологічною неоднорідністю порід, коливаннями товщини, фаціальними заміщеннями, виклинуванням пластів та ін. і відповідним потраплянням цих синхронних точок у товщу проникного або непроникного матеріалу.

У зв'язку з цим, кореляція башкірських відкладів, що характеризуються значною літологічною неоднорідністю і коливаннями товщини, проводилась за методом літологічної кореляції, тобто шляхом виділення та відстеження характерних реперів і пластів у геологічному розрізі свердловин. Таким чином, були уточнені границі горизонту Б-5, продуктивних пластів Б-5в і Б-5н та горизонту Б-9.

Згідно з отриманими результатами встановлено, що горизонт Б-5 залягає в інтервалі гли-

бин 1656-1773 м у верхній частині башкірського ярусу під глинисто-аргілітовою покрішкою товщиною 35-40 м. Він представлений двома взаємоізольованими пластами поліміктових пісковиків: верхнім (Б-5в) і нижнім (Б-5н), розділеними глинисто-аргілітовим прошарком, товщина якого змінюється від 2 до 23 м. Обидва пласти добре витримані по площі та мають локальний характер.

Уточнена геолого-промислова характеристика горизонтів Б-5 і Б-9 наведена в таблиці 4.

За результатами геофізичних досліджень, отриманих під час буріння свердловин, уточнено положення газоводяного контакту (ГВК) та газонасичений об'єм.

Газоводяний контакт визначений окремо для кожного пласта. По горизонту Б-9 газонасичений пороговий об'єм 23,7 млн.м³, прийнятий при проектуванні газосховища, скоротився до 8,5 млн.м³, а рівень ГВК наприкінці розробки піднявся на 14 м, тобто з абсолютної позначки мінус 1743,3 м до мінус 1729,3 м. Істотний підйом ГВК обумовлений інтенсивною розробкою покладу, значною величиною вилучених запасів газу, а також кращими колекторськими властивостями в порівнянні з горизонтом Б-5.

По горизонту Б-9 зростання пластового тиску складало 3,01 МПа, що також обумовлено значним обводненням. Газонасичений пороговий об'єм скоротився з 8,5 млн.м³ наприкінці процесу розробки до 4,57 млн.м³ на початку дослідного нагнітання 2005 р. При порівнянні з початковим пороговим об'ємом скорочення становить 80 %, тобто на момент першого нагнітання горизонт Б-9 був майже повністю обводнений. Отримані дані свідчать про те, що за

Таблиця 4 – Геолого-промислова характеристика горизонтів Б-5 і Б-9

№	Геолого-промислові параметри	Одиниці вимірювання	Горизонти		
			Б-5		Б-9
			Б-5в	Б-5н	
1	Інтервал глибини залягання	м	1656-1743	1678-1773	1821-1922
2	Висота пастки в контурі ГВК	м	26	20	62
3	Абсолютна позначка ГВК початкова (проектна) наприкінці процесу розробки (01.01.84р.) у процесі розбурювання (1986-1992 рр.)	м	-1562,7 -1560,1		-1743,3 -1729,3
			-1539,8	-1559,8	-1707,9
4	Лінійні розміри пастки в контурі ГВК	км	5,3×2,2		5,7×2,4
5	Товщина пласта-колектора загальна середня ефективна	м			13,2-30,0 18,0
			5,5-23,2 11,0	6,0-25,2 13,3	
6	Середня пористість	%	19	18	18
7	Проникність	×10-15м ²	0,2-130,5		130,0-474,0
8	Коефіцієнт газонасиченості	%	65	59	67
9	Температура пласта	К	318,0		322,5
10	Запаси газу: початкові / залишкові	млн.м ³	2550,0/ 515,0		4869 316
11	Пластовий тиск початковий наприкінці процесу розробки	кгс/см ²	172,5 40,5		193,1 38,9
12	Газонасичений поровий об'єм початковий наприкінці процесу розробки	млн.м ³	13,6 13,1		23,7 8,5

період довгострокової консервації відбулося поступове надходження води в поклади з закономірної області внаслідок вищого градієнту тиску, спрямованого в область низького тиску. В процесі створення газосховища це може ускладнити процес витиснення води з продуктивних горизонтів.

Гідрогеологічними дослідженнями, проведеними під час буріння свердловин, встановлена віддаленість створюваного газосховища від зони опріснення значною кількістю водоупорів і великою товщиною зони розчинів хлоридного типу. За характером розвитку основних типів вод і їх мінералізації в розрізі виділена активна (верхня) і вповільнена (нижня) гідрогеологічні зони з різними умовами режиму підземних вод.

Висновки

Отже, при створенні підземного сховища газу в виснажених газоносних або водоносних пластах на етапі промислового розбурювання необхідно проводити уточнення геологічної моделі об'єкта. Такі уточнення дозволяють визначити колекторські та фільтраційно-ємнісні властивості продуктивного пласта, характер поведінки водонапірної системи, а також динаміку руху ГВК на об'єкті підземного зберігання газу. При цьому в процесі розбурювання по-

кладу під ПСГ можна отримати інформацію та деталізацію геологічної будови, яку практично неможливо отримати на стадії розвідування об'єкта.

Отримані нові геолого-промислові дані дозволяють більш якісно прогнозувати основні показники створюваного ПСГ, визначити напрямки робіт з якісного розкриття пласта-колектора та підвищення продуктивності експлуатаційних свердловин, запропонувати оптимальну технологічну схему дослідно-промислового нагнітання газу, а також розробити ефективну методику для розрахунку показників циклічної експлуатації ПСГ.

Література

- 1 Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А. И. Ширковский. – М.: Недра, 1979. – 205 с.
- 2 Ширковский А.И. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / А. И. Ширковский, Е. В. Левыкин. – М.: Недра, 1973. – 207 с.
- 3 Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.

4 Чарный И.А. Хранение газа в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах / И. А. Чарный, Д. И. Астрахан, А. М. Власов. – М.: Недра, 1968. – 300 с.

5 Шимко Р.Я. Методи розрахунку процесів формування і експлуатації підземних сховищ газу України: дисертаційна робота на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – Івано-Франківськ, 2003.

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

7 Левикин Е. В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левикин – М.: Недра, 1973. – 207 с.

8 Шимко Р.Я. Моделювання нестационарного газодинамічного процесу в ПСГ за умов пружного режиму закачки газу / Р.Я Шимко, В.Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, Я. В. Грудз // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – №2(3). – С. 52-53.

9 Хейн А.Л. Газодинамические расчеты ПХГ/А. Л. Хейн. – М.: Недра, 1968. – 314 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
01.04.15*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Говдяком Р.М.
(ТОВ «ІК “Машекспорт”», м. Київ)*