

УДК 622.691.24

ПРОЛЕТАРСЬКЕ БАГАТОПЛАСТОВЕ ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ – СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ

© В.О. Засць

УкрНДІгаз; 20, Красношкільна наб., м. Харків-125, 61125. E-mail: gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

Рассматриваются перспективы дальнейшего развития Пролетарского многопластового подземного хранилища газа (ПХГ) и его роль в газотранспортной системе государства. Затрагиваются проблемы эксплуатации хранилища в горизонте М-7, вопросы наращивания активной газовой залежи в этом горизонте в условиях сложного геологического строения пласта-коллектора. Поднимается вопрос о наиболее рациональных вариантах создания залежей в горизонтах Б-5, Б-9 с учетом дальнейшей перспективы подключения ПХГ одновременно к нескольким магистральным газопроводам и получением соответствующих преимуществ данного многозалежного аккумулятора газа. Реализация намеченных мероприятий позволит улучшить работу ПХГ в целом, увеличить надежность функционирования магистральных газопроводов и получить неограниченные возможности в плане регулирования сезонной неравномерности газопотребления между экономическими регионами страны.

The prospects for further development of Proletarsk multistratal underground gas storage facility (UGSF) and its importance in the country's gas transmission system are considered. Problems concerning the exploitation of the storage in horizon M-7, problems of increasing the active gas volume and optimizing the operation of a man-made gas reservoir in this horizon at conditions of complicated geological structure of bed-reservoir are touched on as well. Brought forth is the problem of the most preferable variants of creating reservoirs in horizons Б-5, Б-9 bearing in mind further perspective of connecting the UGS simultaneously with a few gas mains and obtaining corresponding advantages of the multistratal gas accumulator. The realization of the measures intended will permit to improve the UGSF operation, to increase the reliability of gas mains and to obtain limitless possibilities as to regulating season irregularities of gas consumption among economic regions of the country.

Газова промисловість України на даному етапі є однією з головних галузей, що значною мірою визначає стан економіки і держави загалом. З підвищенням значущості природного газу в паливно-енергетичному балансі країни різко зростає роль підземних сховищ газу (ПСГ), що є невід'ємною частиною єдиної енергетичної схеми: родовища – магістральні газопроводи – ПСГ – споживачі газу.

У системі газозабезпечення Придніпровсько-Донецького промислового вузла, де зосереджена значна частина промислових споживачів газу, Пролетарському багатопластовому підземному сховищу газу приділяється особлива увага. Газосховище спроектоване з метою підвищення надійності газопостачання цього регіону та забезпечення функціональної надійності системи газопроводів Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл (ШДКРІ). Об'єктами зберігання служать відпрацьовані газові поклади гор.М-7, Б-5, Б-9 середнього карбону однойменного газоконденсатного родовища. На даному етапі створений і введений у циклічну експлуатацію штучний газовий поклад у гор.М-7.

Специфіка створення і експлуатації Пролетарського газосховища (гор.М-7) головним чином пояснюється складною геологічною будовою пласта-коллектора, яка була виявлена в результаті розбурювання площі під ПСГ.

Геологічна модель сховища в гор.М-7 за її складовими – структурній моделі, літологічній та розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів (ФЄП) характеризується такими особливостями.

Пролетарське підняття являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку субширотного простягання з розмірами 5,6×2,4 км і висотою близько 60 м у московському ярусі середнього карбону. Північне її крило полого, з кутами падіння порід 6-8°, південне – коротке і більш круте, з кутами падіння порід до 15°. Асиметричність будови підняття зумовлена, переважно, регіональним крайовим порушенням, що простягається з південного сходу на північний захід уздовж південного крила. Тектонічних порушень у межах підняття не встановлено.

Московський ярус літологічно представлений чергуванням піщаних пластів і потужних глинисто-аргілітових пачок з прошарками вапняків. З усієї кількості піщаних пластів, гор.М-7 єдиний газонасичений. Його покрівля в апікальній точці розкрита на глибині 1422,4 м, на східній переκліналі вона визначена на глибині 1474 м, на північному заході – на 1460 м.

Продуктивний горизонт представлений 1-3 пластами пісковиків, які характеризуються істотною шаруватістю і невитриманістю, що зумовлює його значну пошарову і зональну неоднорідність за розрізом і площею.

За літолого-фізичними параметрами площу газосховища умовно можна розділити 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, істотним зменшенням газонасиченої товщини до 2-4 м і низьким газодинамічним зв'язком із західною та східною частинами підняття.
- східна зона характеризується наявністю 3-х пластів пісковиків, два з яких (верхній та нижній) – витримані по площі і мають ефективну газонасичену товщину 10-12 м. Середній пласт не витриманий по площі, іноді поєднується з верхнім або нижнім, його товщина змінюється в межах 2-4 м, проникність 150-298,5 мД.

Підвищені ФЄП пласта-колектора відзначаються в південно-східному напрямку структури.

На газосховищі реалізована система рівномірного розміщення експлуатаційних свердловин з урахуванням внутрішньопромислових комунікацій, промислового проммайданчика, споруджень, ситуації на місцевості і геологічної будови родовища за квадратною сіткою 200×200 м.

Експлуатаційними свердловинами розкривається верхня частина гор.М-7 на глибину 10-15 м, що складає 40-50% максимальної газонасиченої товщини пласта.

Геологічна будова пласта-колектора і реалізована система розміщення експлуатаційних свердловин визначають наступні основні газогідродинамічні особливості експлуатації сховища. На газосховищі існують дві газових області із самостійними групами експлуатаційних свердловин – західної й східної частин. Східна частина характеризується розташуванням основної кількості експлуатаційних свердловин і являє собою активнодреновану зону. Запаси газу в ній активно беруть участь у циклічній експлуатації сховища. Слабодренована зона приурочена до західної частини з низькими фільтраційно-ємнісними параметрами і незначною кількістю експлуатаційних свердловин. Газ, що знаходиться в цій частині штучного покладу, практично не приймає участі в процесі дренажування і виконує роль буферного газу.

На основі отриманої геологічної моделі, а також використовуючи результати створення і циклічної експлуатації, розроблена балансова газодинамічна модель газового покладу з урахуванням ступеня дренажування західної і східної частин і знакозмінних перетікань газу між ними.

Адаптація моделі проводиться за умовою досягнення мінімального відхилення між модельними і фактичними тисками за відомий період роботи сховища. За кілька циклів періоду адаптації досягнутий добрий збіг між розрахунковими і фактичними параметрами як по західній і східній частинах, так і загалом по покладу, за винятком окремих періодів, що приходяться на кінець відбирання. Розбіжність викликана складністю у визначенні достовірного значення пластового тиску в цей період.

Досвід експлуатації сховища і обробка фактичного матеріалу показали, що за існуючих літолого-фільтраційних особливостей пласта-колектора і інтенсивності експлуатації газосховища, визначення достовірного пластового тиску в покладі гор.М-7 на проміжних етапах циклів нагнітання-відбирання можна здійснювати без додаткового зважування за площею. Альтернативою удосконалення визначення достовірного пластового тиску загалом по штучному покладі може стати вибір такої кількості свердловин із західної і 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.

З іншого боку, завищені значення розрахункового середньозваженого за площею пластового тиску, отримані на кінець відбирання, пов'язані з відсутністю п'єзометричних свердловин на заході, півночі та півдні сховища, складною формою контура газонасиченості і, як наслідок, досить умовним визначенням поточного положення газоводяного контакту у цих напрямках на картах ізобар.

За весь період адаптації відзначено незначне відхилення між розрахунковими і фактичними тисками, що в середньому становить 2-3 кгс/см². З урахуванням значної амплітуди зміни тисків у газовому покладі й окремо в межах західної і східної частин, різних емнісних і колекторських властивостях пласта в них, різних режимів експлуатації і кількості експлуатаційних свердловин, відсутності спостережних свердловин у деяких напрямках, а також похибки під час вимірювання, таку розбіжність можна вважати прийнятною величиною.

Поруч з газодинамічним моделюванням підземного зберігання газу постійно здійснюється оперативна оцінка запасів газу в продуктивному горизонті М-7. Для цього застосовується метод годографа, що характеризується відносною простотою і наочністю.

Метод годографа базується на використанні балансової моделі штучного газового покладу загалом чи її модифікацій для окремих частин покладу. Він дозволяє проводити деяку інтегральну оцінку величини, розподілу і стану дренажних (недренованих) об'ємів газу по окремих частинах газового покладу і сховищу зокрема [1].

Суть методу полягає в тому, що дослідження газового об'єму в пластових умовах ведеться радіус-вектором, при цьому, тангенс кута нахилу радіуса-вектора будь-якої точки годографа чисельно дорівнює газонасиченому поровому об'єму. Пряма лінія, що проводиться через характерні точки значень максимального і мінімального об'єму газу в пласті, на умовах повного дренажу покладу, екстраполюється в початок координат. Якщо дана пряма відтинає на осі абсцис визначений відрізок, то отримане значення в точці перетинання буде відповідати об'єму газу, що не бере участі в процесі дренажу, а скупчується в слабодренажних зонах. Про наявність таких зон можна судити як за результатами промислових спостережень, так і зміні гістерезисної петлі годографа, а також за зміною напрямку осередненої прямої, що протягом циклічної експлуатації сховища буде постійно відгинати на осі абсцис різні чи однакові відрізки і характеризувати об'єм газу, що знаходиться в "застійній" зоні і не охоплений дренажем. Проекція прямої лінії на вісь абсцис, у діапазоні зведеного пластового тиску від 1 до максимального значення за розглянутий період, характеризує середню за сезон величину активнодренажних запасів газу.

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

Щоб охарактеризувати процес циклічної експлуатації Пролетарського газосховища в гор.М-7, зокрема виділити дренажні (недреновані) об'єми й об'єм газонасиченого порового простору на той чи інший проміжок часу, а також порівняти з раніше отриманими результатами, побудовано годографи найбільш показових циклів (рис. 1).

Аналіз циклу 1990-1990/91 рр. показав, що пряма лінія, проведена через точки максимального та мінімального значення об'єму газу в пласті, екстраполюється в початок координат. Це свідчить про те, що відбувалося формування штучного газового покладу і зростання газонасиченого порового об'єму. Тобто, процес відтискування пластової води в крайові частини сховища проходив поступово і рівномірно за всіма напрямками і, разом із цим, відбувалося заповнення ефективної товщини пласта-колектора газом у східній і західній частинах покладу [2].

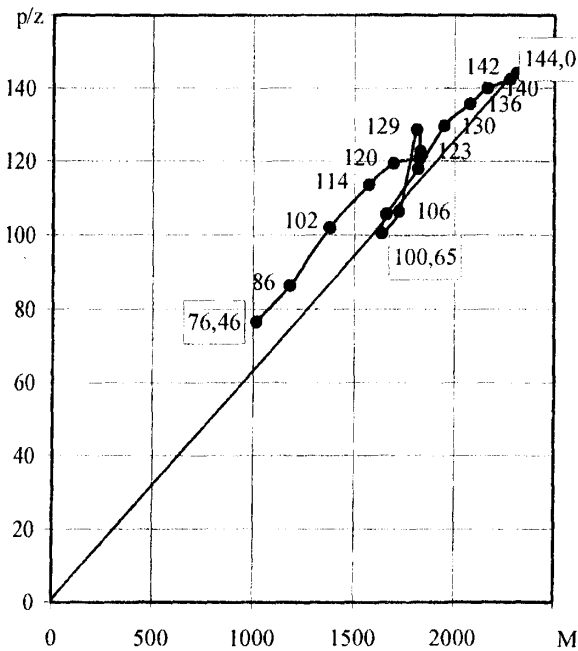
Наступні цикли 1995-1995/96 рр. та 2000-2000/01 рр., коли сховище було виведено на циклічну експлуатацію, характеризувалися тим, що екстрапольовані прямі лінії відтинали на осі абсцис практично однакові відрізки, що відповідали недренованій кількості газу в пластових умовах (M) приблизно 400 млн.м³ і відповідному недренованому об'єму газу (Q_c) – 365 млн.м³.

Сучасний побудований годограф для гор.М-7 за цикл 2002-2002/03 рр. підтверджує попередні висновки про те, що максимальні значення газонасиченого порового об'єму приходяться на період відбирання газу (лютий-квітень), мінімальні значення характерні для періоду нагнітання (червень-липень). Формування штучного газового покладу і газонасиченого порового простору остаточно закінчилося, а об'єм газу, який не приймає участі в дренажі, тобто знаходиться в слабодренажній західній частині сховища, становить величину 320-350 млн.м³. Цей об'єм є постійним і не змінюється протягом останніх 8-9 років [3].

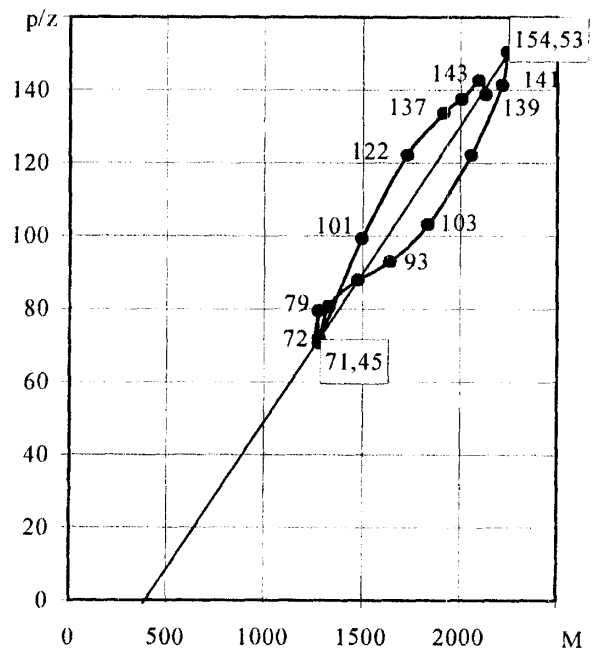
Причини неможливості відбирання активного газу з західної частини складаються в розміщенні незначної кількості експлуатаційних свердловин у цій частині сховища і недовготривалості нейтрального періоду після сезону відбирання, за який значна частина активного газу не встигає перетікати зі слабодренажної зони в активнодренажну і практично являє собою буферний газ.

На існуючих газодинамічних умовах у пласті і реалізованій системі розміщення експлуатаційних свердловин компенсація кількості не вилученого активного газу з західної частини відбувається внаслідок додаткового навантаження на східну частину шляхом створення більш глибокої депресії

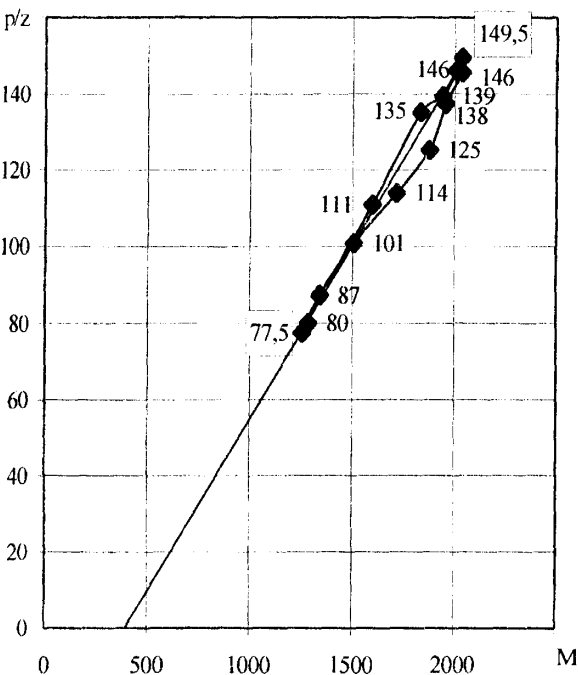
на пласт. Однак, як показав досвід експлуатації, під час зниження пластового тиску в східній частині сховища (як головної працюючої) на кінець відбирання до 65 кгс/см^2 і менше виникають труднощі з підготовкою та подаванням кондиційного газу в газопровід підключення і загроза недовідбирання активного об'єму. Тому, з метою оптимізації роботи штучного газового покладу в гор.М-7, тобто зменшення темпу падіння пластового тиску в активнодренованій зоні під час відбирання, запропоновано від'єднувати деяку кількість експлуатаційних свердловин східної частини, а як резерв, для можливості забезпечення подавання визначеного об'єму кондиційного газу в газопровід під'єднання, використовувати 10 свердловину західної частини, в якій пластовий тиск протягом сезону відбирання не знижується нижче $90,0 \text{ кгс/см}^2$.



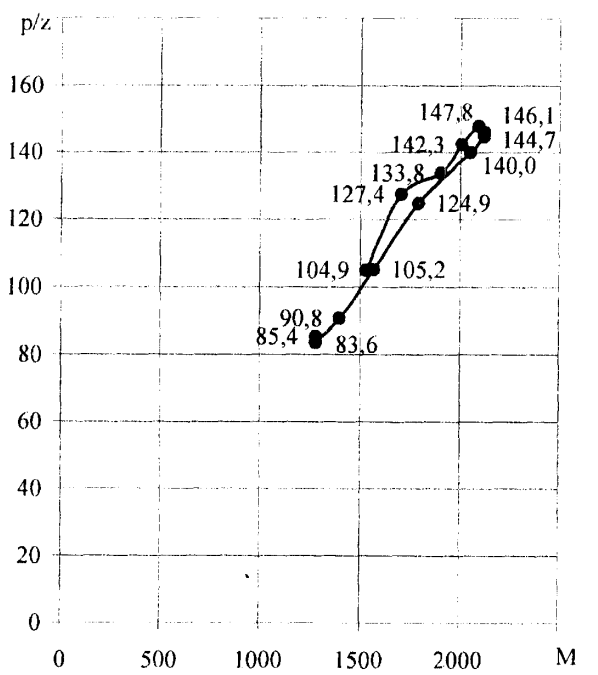
Цикл 1990-1990/91рр.



Цикл 1995-1995/96 рр.



Цикл 2000-2000/2001 рр.



Цикл 2002-2002/03 рр.

Рисунок 1 – Годографи для найбільш показових циклів створення та експлуатації ПСГ (гор.М-7).

Якщо проаналізувати роботу свердловин західного блока, то можна констатувати, що вони практично не беруть участі в циклічній експлуатації і характеризуються досить низькою продуктивністю внаслідок погіршених колекторських властивостей пласта. Одним з ефективних методів поліпшення якості їх роботи може бути додаткова перфорація, яка передбачає збільшення кількості отворів в експлуатаційній колонії. Проведені дослідження з визначення впливу щільності перфораційних отворів на дебіт експлуатаційних свердловин [4] показали, що зменшення коефіцієнта фільтраційного опору "а" прямо пропорційно впливає на збільшення дебіту. Оптимальна ж кількість отворів у свердловинах західної частини повинна складати 20-24 одиниць на погонний метр.

Головним критерієм поліпшення колекторських властивостей і збільшення продуктивності свердловин західної частини сховища може стати проведення гідророзриву пласта (ГРП). Але, досвід застосування ГРП на підземних сховищах газу в Україні не існує. У цьому випадку, метод запропоновано випробувати в одній свердловині і після одержання позитивного результату, тобто збільшення продуктивності в 1,5-2 рази, дані роботи слід продовжити на інших свердловинах західної частини.

Отже, надійне функціонування сховища (гор.М-7) в газотранспортній мережі передбачає розробку оптимальних технологічних режимів експлуатації, що являють собою комплексну задачу і передбачають визначення оптимального техніко-економічного варіанта, який забезпечить постійне завантаження магістрального газопроводу, і стійку експлуатацію газосховища зокрема. При цьому головна мета з регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання повинна досягатися з урахуванням геолого-технологічних особливостей сховища й максимально найвигіднішого їх використання.

Поруч з питанням оптимізації режимів експлуатації створеного штучного покладу в гор.М-7, актуальним стає питання збільшення активного об'єму газу на Пролетарському ПСГ за рахунок виснажених покладів в гор.Б-5 і Б-9, що залягають на глибинах 1660-1730 та 1816-1900 м відповідно. Розширення газосховища значно підсилює б надійність газопостачання Придніпровсько-Донецького регіону, тому що передбачалося створити ПСГ (гор.Б-5+Б-9) із загальним об'ємом 6,8 млрд.м³, у тому числі активний – 3,4 млрд.м³ газу.

Однак на сьогодні ефективне створення двошарового ПСГ, навіть зі скорегованим на 29 % убик зниження об'ємом зберігання [5], є досить складною задачею, рішення якої залежить від ряду причин. Основна з них – це відсутність фінансування на закінчення будівництва нової компресорної станції (КС), формування буферного газу та нагнітання активного. Інша причина криється в обводненні гор.Б-5 на 38 %, гор.Б-9 приблизно на 80 % унаслідок затримки формування штучних газових покладів майже на 20 років. Але відмовитися від створення і добудування газосховища II-ої черги, за 90 % виконаних монтажних робіт оснащення і газу, що нагнітався на формування ПСГ, у даному випадку було б невиправданим кроком. Крім того, для його створення і циклічної експлуатації були пробурені 162 свердловини:

- 110 експлуатаційно-нагнітальних свердловин (ЕНС) для спільної експлуатації горизонтів;
- 52 експлуатаційно-регулювальних свердловин (ЕРС) на окремі горизонти.

Перспектива розширення диктується умовами визначення оптимальних шляхів (варіантів) подальшого розвитку газосховища (гор.Б-5, Б-9) з максимально можливим використанням фонду свердловин та обладнання або детального обґрунтування інших рішень, пов'язаних зі створенням та експлуатацією.

Одним із вірогідних для сучасних умов може стати варіант роз'єднання гор.Б-5 та Б-9 у "спільних" свердловинах, створення і циклічної експлуатації газових покладів окремими сітками свердловин, визначених для кожного з горизонтів. Пріоритетність у виборі такого варіанта пояснюється рядом переваг:

- достовірністю в обліку газу, що нагнітався-відбирався по кожному штучному покладу;
- високою точністю в оцінці запасів газу та оптимальним контролем за технологічними параметрами експлуатації ПСГ;
- можливістю ефективного формування штучних газових покладів із різним ступінням обводнення за відмінною технологією;
- можливістю достовірного визначення продуктивних характеристик свердловин та коефіцієнтів фільтраційного опору для кожного з горизонтів окремо.

Однак, не зважаючи на всі переваги даного варіанта, існують і недоліки. Основний з них полягає в неможливості експлуатації сховища в так званому "піковому" режимі.

У цьому випадку, як найбільш оптимальний, може бути запропонований другий варіант, який передбачає роз'єднання гор.Б-5 та Б-9 у свердловинах для спільної експлуатації за допомогою пристрою для спільно-роздільної експлуатації, створення і циклічної експлуатації газових покладів єдиною мережею свердловин за способом регулювання об'ємів нагнітання та відбирання газу при експлуатації багатопластових ПСГ [6]. Універсальність варіанта полягає в можливості формування й циклічної експлуатації штучних газових покладів як у двох горизонтах одразу (одночасно-спільна експлуатація), так і в будь-якому горизонті окремо.

З можливістю реалізації другого варіанта відкриваються перспективи експлуатації газосховища в "піковому" режимі. Достатньо потужний експлуатаційний фонд свердловин дозволить здійснювати відбирання всього активного газу за 90-120 днів, що є досить важливим фактором під час покриття сезонної нерівномірності газоспоживання в даному промисловому регіоні.

Впровадження будь-якого із запропонованих варіантів можливо за умов введення в експлуатацію КС II-ої черги, робота якої передбачається у два ступені компримування для забезпечення необхідного робочого тиску на гирлах свердловин у кінці нагнітання. Як альтернатива будівництву КС першого ступеня може стати під'єднання Пролетарського сховища до магістральних газопроводів "Союз" та Шебелинка-Полтава-Київ (ШПК) за способом створення та експлуатації ПСГ [7].

Реалізація запропонованої схеми підключення дозволить не тільки відмовитися від будівництва КС першого ступеня (гор.Б-5, Б-9), а й збільшити активний об'єм газу по гор.М-7 на 15-20 %, а також максимально оптимізувати його циклічну експлуатацію і наблизити до проектних показників. Також з'явиться можливість регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання між деякими економічними регіонами країни.

Підводячи підсумок необхідно відзначити, що багаторічний досвід експлуатації Пролетарського газосховища показав його надійну і стабільну роботу й виявив необмежені потенційні можливості. Їх реалізація полягає у вирішенні комплексної задачі, пов'язаної з оптимізацією циклічної експлуатації покладу в гор.М-7 та нарощуванням об'ємів зберігання в гор.Б-5 і Б-9, що, у свою чергу, дозволить суттєво збільшити рівень газопостачання промислових підприємств України, покращити роботу газотранспортної мережі та виступити в ролі надійного гаранта постійно зростаючого експортного постачання російського й середньоазіатського газу за кордон, у країни Балканського півострова.

Література

1. Михайлов А.А. Применение годографа для оценки запасов газа в подземном газохранилище // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы: Сб. научн. тр. / ВНИИ природ. газов. – М., 2003. – С. 147.
2. Розробити технологічний проект циклічної експлуатації Пролетарського ПСГ (гор.М-7): Звіт про НДР (заключний) / УкрНДІ природ газів. – Харків, 2002. – 214 с.
3. Виконати авторський нагляд за експлуатацією гор.М-7 Пролетарського ПСГ: Звіт про НДР (заключний) / УкрНДІ природ газів. – Харків, 2003. – 85 с.
4. Чарный И.А. Подземная газогидродинамика / М.: Гостоптехиздат, 1963. – С.396.
5. Виконати оціночні газодинамічні розрахунки показників можливої циклічної експлуатації Пролетарського ПСГ в гор.Б-5+Б-9: Звіт про НДР (заключний) / УкрНДІ природ газів. – Харків, 2003. – 53 с.
6. Пат. 59938 Україна, МПК 7 В 65 G 5/00 Спосіб регулювання об'ємів нагнітання та відбирання газу при експлуатації багатопластових підземних сховищ газу.
7. Подана заявка на винахід і отримано позитивне рішення, МПК 7 В 65 G 5/00 Спосіб створення та експлуатації підземного сховища газу.