

УДК 622.691.24

ОСОБЛИВОСТІ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПСГ, СТВОРЕНИХ У СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

О.А. Купчинський

УкрНДІгаз, 61125, Харків, Красношкільна наб., 20, тел.(80572) 20-02-25

E-mail: phg.gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

Подземное хранилище газа — это сложный инженерно-геологический комплекс. Проектные прогнозные режимы, которые внедряются на ПХГ, на практике не всегда являются оптимальными и достаточно эффективными, довольно часто отличаются от фактических. Процесс прогнозирования технологических показателей эксплуатации ПХГ осложняется из-за того, что большинство из них создано в довольно сложных геологических системах.

Эффективная эксплуатация хранилища газа достигается путем совершенствования технологии эксплуатации, осуществления постоянного мониторинга рабочих параметров, проведения комплекса геофизических и газогидродинамических исследований эксплуатационных скважин, создания на базе достоверных данных детальных цифровых фильтрационных и газодинамических моделей.

На сьогоднішній день в Україні споруджено та експлуатується тринадцять підземних сховищ газу (ПСГ), які забезпечують надійний транзит природного газу через територію нашої держави та безперебійне його постачання для промислових об'єктів та побутових споживачів всередині країни.

Підземне газосховище – складний інженерно-геологічний комплекс, який містить структурну пастку, здатну акумулювати та зберігати газ, штучний газовий поклад, контрольні горизонти, свердловини різного технологічного призначення, компресорну станцію, газозбірний пункт тощо. Як об'єкти ПСГ вибираються виснажені газові і газоконденсатні природні родовища, рідше родовища нафти, водоносні горизонти, вироблені вугільні шахти або спеціально підготовлені каверни в соляних штоках.

У процесі створення та експлуатації ПСГ кожного року штучний газовий поклад формується шляхом нагнітання газу в пласт-колектор під час весняно-літнього сезону, а в осінньо-зимовий період газ відбирається з метою покриття сезонного дефіциту.

Основними параметрами ПСГ, які визначають продуктивні характеристики сховища газу, його можливості щодо збереження та відбору певного обсягу є: загальний обсяг зберігання газу, співвідношення активного та буферного обсягів, максимальний та мінімальний пластові тиски, показники максимальної, мінімальної та середньодобової продуктивності.

На підземних газосховищах існує тісний взаємозв'язок між всіма основними технологічними ланками проходження газу, а саме: штучним покладом – експлуатаційно-нагнітальними свердловинами – шлейфами свердловин – об'єктами збору, розподілу, виміру та підготов-

Underground gas storage is a complicated engineer-geological complex. Design prognosis operations, which are introduced into UGS? Are not appropriate and effective at all times in practice and they are every so often differ from factual ones. The predicting process of engineering data on UGS operation is complicated geological conditions.

Effective UGS operation can be reached by realization of operation technology improvement, monitoring of operational characteristics, performing of geophysical and gas-hydrodynamical surveys on development, wells and creating of detailed digital filtration and gasdynamical models based on reliable data.

ки газу – компресорною станцією – газопроводами підключення до магістральних трубопроводів. У зв'язку з цим при прогнозуванні режимів експлуатації ПСГ необхідно враховувати геологічні особливості та технологічні обмеження усіх ланок транспортної системи від пласта до магістрального газопроводу. Крім того, потрібно знаходити баланс між попитом на газ його потенційних споживачів та продуктивними характеристиками сховища газу.

Прогнозні режими, які пропонуються на сьогодні до впровадження в експлуатацію, не завжди є оптимальними та достатньо ефективними, досить часто відрізняються від фактичних. Існує низка об'єктивних причин, через які неможливо точно визначити основні експлуатаційні параметри сховища, що утруднює прогноз та вибір раціонального режиму його експлуатації. Основними ускладненнями при прогнозуванні режимів експлуатації ПСГ є:

– недостатній обсяг інформації про колекторські властивості пласта у міжсвердловинному просторі і про процеси, що відбуваються в оточуючій водонапірній системі, відсутність повної картини про характер переміщення флюїдів всередині пласта і т.д.;

– недосконалість способів вимірювання та обліку газу;

– недосконалість методів моделювання газогидродинамічних процесів у пласті;

– мінливість самих критеріїв моделювання (коригування в процесі експлуатації обсягів зберігання, обсягів та темпів нагнітання/відбирання газу залежно від умов, що складаються на ринку газу);

– неможливість на тривалий період передбачити попит на газ у потенційних споживачів.

Крім перерахованих вище причин, процес прогнозування технологічних показників функціонування ПСГ ускладнюється через те, що більшість із них створено в досить складних геологічних системах. Нерідко при нерациональній експлуатації штучного газового покладу виникає загроза втрати певного обсягу газу через перетоки його в сусідні чи вищезалягаючі горизонти, защемлення пластів водними чи накопичення в периферійних, не охоплених процесом дренування ділянках пласта-колектора.

Нині експлуатаційними організаціями ставиться завдання щодо створення ефективних, максимально адаптованих до реальних умов моделей ПСГ, що дало б змогу прогнозувати параметри роботи газосховища на довготривалий період або виконувати оперативний прогноз на один чи кілька, найближчих в часі, експлуатаційних циклів.

Згідно з новими "Правилами технічної експлуатації підземних сховищ газу" 2003 р., ставиться завдання щодо створення для кожного об'єкта ПСГ математичної моделі, на основі якої на наступні сезони закачування і відбирання газу виконуються прогнозні розрахунки параметрів експлуатації газосховища (зміни продуктивності свердловин, тисків, переміщення границь ГВК, зміни діючого фонду свердловин). Найважче вирішити дане завдання, забезпечуючи при цьому можливість виконання машинних розрахунків, саме для групи сховищ, які мають складну геологічну будову і, як правило, характеризуються ускладненими умовами їх експлуатації.

Як приклад функціонування складної геолого-технологічної системи нижче наводиться коротка геологічна характеристика одного із підземних сховищ газу східної України. Ускладнення, що виникають в процесі експлуатації даного ПСГ, яке характеризується складною геологічною будовою та унікальною структурою, обов'язково повинні враховуватися при розрахунках прогнозних режимів.

Дане підземне сховище газу створене в зоні дрібноскладчастих структур північно-західної частини Донбасу на місці виснаженого газового покладу. Пласт-колектор, в якому створено штучний газовий поклад, характеризується як зональною, так і пошаровою неоднорідністю. Зональна неоднорідність проявляється кращими фільтраційними характеристиками в південно-східній та гіршими в північно-західній частинах пласта-колектора.

Пошарова неоднорідність пов'язана з тим, що по товщині пласт-колектор розділений глинистими пропластками на чотири пропластки пісковиків з різними параметрами пористості та проникності, між якими існує гідродинамічний зв'язок.

Три верхніх пропластки представлені пісковиками з пористістю 13–17% і проникністю до 0,5 мкм². Їх товщина, за результатами геофізичних досліджень, становить від 2,0–4,5 до 8,0 м. Вони витримані по всій площі структури і є основними об'єктами для накопичення і від-

дачі газу. Алевроліти та глинисті пропластки, що залягають між пісковиками, мають лінзовидну форму і не утворюють суцільної перемички, тому між пропластками пісковиків існує газодинамічний зв'язок.

Найнижчий четвертий пропласток добре витриманий по площі, характеризується високими фільтраційними показниками (коефіцієнт пористості до 32%, проникність до 1,0 мкм², товщина до 5 м) і є переважно обводненим за винятком центральної частини структури. Як засвідчив двадцятип'ятирічний досвід експлуатації ПСГ, четвертий пропласток відіграє вирішальну функціональну роль в газогідродинамічній системі даного сховища і забезпечує відбір та нагнітання в повному обсязі активного об'єму газу [1, 2].

Слід зазначити, що сховище експлуатується при обмеженні верхньої границі пластового тиску, яка прийнята рівною гідростатичному тиску (5,12 МПа), оскільки над ПСГ залягає водозабір і в безпосередній близькості до нього розташована вугільна шахта – відстань від склепінної частини антиклінальної складки до границі шахтного поля становить не більше 5 км.

При закачуванні газу в пласт при досягненні пластовим тиском значення 3,3 МПа відбувається витіснення пластової води по всьому периметру газоводяного контакту четвертого пропластка, а при досягненні максимального тиску 5,12 МПа здійснюється відтиснення води із верхніх пропластків. За рахунок розширення газонасиченого порового об'єму після витіснення пластової води по четвертому пропластку з'являється можливість закачати в пласт увесь активний обсяг газу.

При відбиранні газу в районах розташування експлуатаційних свердловин утворюється велика депресійна зона з перепадом пластового тиску до 2,0 МПа, при цьому складаються ідеальні умови для заповнення пластовою водою четвертого пропластка, який контактує із штучним газовим покладом в районі, де знаходиться до 70 % всіх експлуатаційних свердловин. Тобто, при інтенсивному відбиранні газу із покладу четвертий пропласток працює як "поршень", за рахунок якого пластова вода із крайових зон структури переміщується до центральної частини ПСГ, при цьому в законтурній області тиск пластової води знижується і не відбувається обводнення вищезалягаючих пропластків пісковиків.

Процес щорічного формування штучного газового покладу шляхом нагнітання газу в пласт-колектор і подальший відбір проводяться в доволі обмеженому часовому проміжку (120–160 діб). Зважаючи на те, що верхні три пропластки характеризуються невисокими фільтраційно-ємнісними показниками, а експлуатаційно-нагнітальні свердловини через особливості рельєфу розташовані нерівномірно (окремими групами) по площі покладу, то за такий короткий термін не відбувається перерозподілу та зрівноваження тиску в пласті між периферійними зонами та ділянками, де розміщені

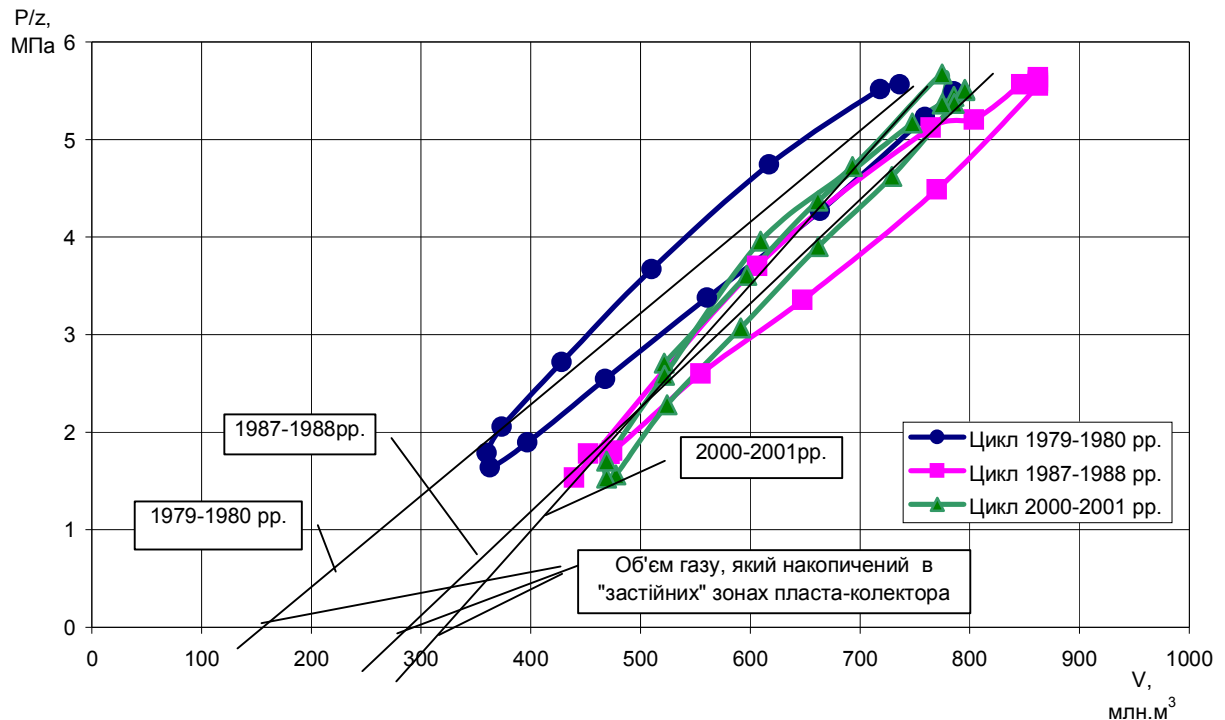


Рисунок — "Промисловий" годограф для окремих експлуатаційних циклів одного із ПСГ України

експлуатаційні поля свердловин. Після закінчення нагнітання газу в пласт впродовж усього нейтрального періоду та частини наступного періоду відбирання продовжується зростання пластового тиску на периферії, недивлячись на його падіння в зоні розташування експлуатаційних свердловин. Залежно від тривалості нейтрального періоду, інтенсивності проведення нагнітання чи відбирання, черговості включення в роботу експлуатаційно-нагнітальних свердловин частина газу не встигає перетікати в зони пласта, де розміщені експлуатаційні свердловини і поступово накопичується на периферії. Це з часом призводить до того, що його вже неможливо видобути за існуючі терміни відбирання і до фактичного скорочення активного обсягу.

Факт існування в пласті "застійних" зон підтверджується шляхом побудови графіка залежності зведеного пластового тиску

$\left(\frac{P_{пл}}{Z}, \text{МПа}\right)$ від загального обсягу газу $(V, \text{млн.м}^3)$ за увесь період експлуатації сховища. На рисунку наведено графік функції $\frac{P_{пл}}{Z} = f(V)$, який побудований в режимі так званого "промислового годографа" для окремих експлуатаційних циклів ПСГ, а саме: періоду, коли на сховищі було розпочато компресорне нагнітання газу 1979-1980 рр. та експлуатаційних циклів 1987-1988 та 2000-2001 років.

Через точки на графіку, що відповідають значенням обсягу газу в штучному газовому покладі та відповідним значенням пластового тиску, які були зафіксовані під час нейтральних

періодів, проводяться лінії, які далі екстраполюються до перетину із віссю OV . Оскільки під час нейтральних періодів відбувається перерозподіл та зрівноваження пластових тисків в середньому в зонах розташування експлуатаційно-нагнітальних свердловин відрізки, які відсікає пряма на осі OV для кожного експлуатаційного циклу відповідають величині обсягу газу, що не бере участі в процесі фільтрації до експлуатаційних свердловин і накопичується в застійних частинах пласта-колектора. [3, 4].

Утворення застійних зон в пласті спостерігається із самого початку експлуатації підземного газосховища. Так, після трьох перших циклів нагнітання/відбирання газу на кінець сезону відбирання 1979-1980 рр. обсяг залишкового газу в застійних зонах становив 160 млн.м^3 . У процесі подальшої експлуатації ПСГ обсяг залишкового газу в застійних зонах поступово збільшувався, а темп його зростання зменшувався. За вісім років, на кінець періоду відбирання газу 1987-1988 рр., обсяг залишкового газу зріс із 160 млн.м^3 до 245 млн.м^3 , тобто – в 1,53 рази, а з 1987-1988 по 2000-2001 рр. (за 14 років) – 1,35 рази (до 330 млн.м^3). Отже, спостерігається поступове сповільнення темпів накопичення газу в застійних зонах пласта-колектора. За даними на 2000 р. у пласті на зберігання знаходилось близько 867 млн.м^3 газу, в тому числі обсяг активного газу становив 256 млн.м^3 і буферного та залишкового газу в застійних зонах 611 млн.м^3 . Таким чином, частка активного газу в загальному обсязі зберігання становить 29,53%, а буферного і залишкового газу в застійних зонах 70,47%. Тому для розглядуваного газосховища та інших ПСГ подібного типу ви-

сокоактуальною є проблема збільшення частки активного обсягу газу в загальному обсязі, що зберігається у сховищі.

Під час циклічної експлуатації даного сховища нерідко виникає потреба внесення коректив у процес формування штучного газового покладу з метою забезпечення нагнітання чи відбору у повному обсязі активного об'єму газу і запобігання втрат частини газу за межі структурної пастки чи міграції його в "застійні" ділянки пласта-колектора. Раціональне вирішення цієї проблеми вимагає особливого підходу в процесі прогнозування його основних робочих параметрів.

В даній ситуації нечіткою, як правило, залишається інформація про характер перерозподілу пластових тисків у продуктивному горизонті в процесі відбору чи нагнітання газу, при цьому неможливо абсолютно точно спрогнозувати обсяги перетоків газу між "активно дренаваною" та "застійною" зонами, що практично не дозволяє створити абсолютно адекватну фільтраційну модель часово-просторового опису процесів витіснення, руху і масопереносу флюїдів у пласті.

Нехтування фактом утворення в процесі відбирання газу глибоких депресійних зон при прогнозуванні режимів експлуатації ПСГ, що створені у колекторах із відносно низькою проникністю при нерівномірному розташуванні експлуатаційних свердловин, коли пластовий тиск в приконтурній зоні може продовжувати знижуватись в той час, як в зоні розташування свердловин вже проходить нагнітання газу, призводить до значних похибок в розрахунках. Тому розрахунки прогнозних варіантів експлуатації ПСГ повинні виконуватись в комплексі із отриманими даними за результатами геолого-технологічного моделювання газосховища. Геолого-технологічна модель повинна враховувати усю наявну базу лабораторних, геолого-геофізичних і промислових даних, із високим ступенем відповідності передавати просторовий образ об'єкта зберігання газу і характер перерозподілу в ньому флюїдів, процеси витіснення, руху і масопереносу флюїдів у пористому пласті, приплив (відтік) газу, рідин до чи від окремих свердловин та їх рух по газопровідній системі ПСГ. Тільки в такому обсязі виконані розрахунки уможливають найдостовірніше прогнозування на перспективу основних продуктивних параметрів функціонування ПСГ, обґрунтовану оцінку технології циклічної експлуатації та ефективності реалізованої на підземному сховищі газу схеми нагнітання і відбирання газу.

Але при недостатній кількості даних про стан газогідродинамічної системи не тільки в привибійній зоні, але й у віддалених периферійних ділянках пласта, включаючи оточуючу гідросистему, створення складних фільтраційних моделей може взагалі виявитись неможливим.

Впровадження в практику сучасних комп'ютерних технологій істотно розширило можливості для збільшення точності і деталізації моделювання підземних сховищ газу.

Отже, ефективну експлуатацію сховища газу, яке характеризується складною геологічною будовою та особливими умовами його циклічної роботи, можливо забезпечити шляхом впровадження нових ефективних технологій щодо нагнітання та видобування активного обсягу газу, створення на основі достовірних даних, отриманих у процесі постійного моніторингу основних робочих параметрів ПСГ, детальних цифрових фільтраційних та газодинамічних моделей. Усе це в комплексі дасть змогу своєчасно виявляти можливі відхилення у його роботі, ефективно формувати штучний газовий поклад, досягти кращих показників в обслуговуванні наземного та підземного обладнання, покращати екологічну ситуацію на підземному газосховищі.

Література

1. Юрченко В.П. Деякі особливості експлуатації Краснопопівського підземного сховища газу // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків, 1998. – Вип XXV. – С. 259-265.
2. Розробити корективи до технологічного проекту циклічної експлуатації Краснопопівського ПСГ: Звіт про НДР (заключний) / УкрНДІгаз. – Харків, 2002. – 229 с.
3. Баранов А.В., Карачинский В.Е. Использование метода экспериментального изучения движения газового объема в пластовых условиях подземных хранилищ газа // Труды УкрНИИгаза. – М., 1971. – Вып.6. – С.114-119.
4. Tek M.R. Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability. – Penn-Well Publishing Co., 1996. – 455 с.