

ХАРАКТЕРИСТИКИ РОБОТИ ПЛАСТОВОЇ СИСТЕМИ ДАШАВСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ЗА ПЕРІОД ЕКСПЛУАТАЦІЇ

О.Т. Чернова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727138,
e-mail: m-oksa-na-t@ukr.net

Наведено класифікацію підземних сховищ в залежності від порід, в яких вони розташовані та характеристики періодів, які включає в себе технологічний процес експлуатації ПСГ. Проаналізовано методи, які дозволяють збільшувати поровий об'єм, їх переваги та недоліки. На основі даних Дашавського підземного сховища зроблено висновок про показники роботи на даному етапі та властивості пластової системи.

Ключові слова: підземні сховища, пористість, мережа підземних сховищ, фільтрація газу, керн.

Приведена классификация подземных хранилищ в зависимости от пород, в которых они расположены и характеристику периодов, которые включает в себя технологический процесс эксплуатации ПХГ. Проанализированы методы, которые позволяют увеличивать поровый объем, их преимущества и недостатки. На основе данных Дашавского подземного хранилища сделан вывод о показателях работы на данном этапе и свойствах пластовой системы.

Ключевые слова: подземные хранилища, пористость, сеть подземных хранилищ, фильтрация газа, керн.

The article presents the classification of underground storages depending on the rocks, in which they are situated, and characteristics of the periods, which are considered to be a part of the technological process of the underground gas storage operation. The methods that can increase the pore volume, as well as their advantages and disadvantages, are analyzed. Based on the data from the Dashavske underground storage, there are some conclusions made about the performance at this stage and properties of the formation system.

Key words: underground storage, porosity, network of underground storages, gas filtration, core.

Вступ

У геології Землі особливе місце займає оболонка земної кулі, яка називається земною корою. Її товщина складає від 15 до 70 км. Ця оболонка складена з різних гірських порід і в ній залягають різноманітні породи нафти і горючі гази. Питання про те, яким чином нафта і природні гази утворюють різні за розмірами скупчення має велике теоретичне та практичне значення. Правильна відповідь на нього дасть можливість підвищити ефективність видобувних та розвідувальних робіт.

Під час руху підземних вод у проникному середовищі вуглеводні за певних умов утворюють скупчення. Але для цього необхідно, щоб виникла перешкода. Зустрівши її, вуглеводні потрапляють у природну пастку і накопичуються у перешкоді. Незважаючи на широке поширення в природі процесів міграції вуглеводнів, на жаль, не кожна пастка є місцем скупчення нафти і газу. Практикою пошукових робіт було встановлено, що значна кількість пасток, володіючи високими колекторними властивостями, залишаються в той час незмінними, тобто не містять скупчень газу, їх потенційні можливості виявляються нереалізованими. Тому постає ряд запитань: яким чином вони мігрують. Вчені дійшли висновку, що основною причиною, яка викликає міграцію є вільна циркуляція води під впливом гідростатичного тиску. Рухомою водою захоплює рідкі та газоподібні вуглеводні – найдрібніші краплі нафти і бульбашки газу. Під час цього руху відбувається диференціація всіх флюїдів або під впливом різниці густини води, нафти і газу (у разі добре

проникних колекторів), або в результаті відмінності в силах поверхневого натягу (у разі слабопроникних колекторів).

Нафта і газ легші за воду, тому крапельки нафти і бульбашки газу прагнуть спливати у верхню частину пласта-колектора. У процесі фільтрації вони переносяться у вільному вигляді водою. Ряд вчених вказують й інший спосіб міграції нафти і газу у вільній формі. Нафта і природний газ можуть знаходитися в пористому водоносному пласті, що має ухил, не у вигляді окремих крапельок або бульбашок, а у вигляді значних мас, що заповнюють поровий простір породи. Такі маси, що утворилися за рахунок з'єднання крапель нафти або бульбашок газу, володіють величезною піднімальною силою. Завдяки цьому вся система може спливати по похилому пористому пласті. Чим більший кут нахилу пласта, тим більша сила спливання мас нафти і газу. Це просування нафти і газу по підняттю (ходу) пласта може мати не безперервний, а періодичний характер. Учені розглядають подібне спливання нафти і газу як струминну міграцію і вважають цей спосіб міграції основним в утворенні нафтових і газових покладів.

Використання підземних сховищ має вже майже столітню історію. Перше промислове підземне газосховище місткістю 62 млн м³ було створено у 1916 році у виснаженому газовому родовищі Зоар в районі міста Буффало, США. З того часу підземні сховища газу (ПСГ) стали невід'ємною частиною систем газопостачання та газотранспортування у багатьох країнах світу. Метод спорудження підземних резервуарів

вибирався в залежності від гірських порід та геологічною і гідрогеологічною характеристикою робочої потужності пласта або структури, географічних факторів, економічних показників і згідно експлуатаційних особливостей. Тому за роки будівництва утворилась класифікація підземних сховищ залежно від порід, в яких вони розташовані:

- у виснажених нафтових і газових родовищах;
- в пористих водоносних шарах;
- у покладах кам'яної солі розчиненням через бурові свердловини;
- в масивах міцних, щільних гірських порід шахтовим методом і в гірничих виробках відпрацьованих рудників;
- у вічномерзлих породах (льодопородні);
- що утворені камуфлетними (глибинними) вибухами;
- підземні ізотермічні.

Огляд відомих досліджень та невирішених проблем

На даний час на території України діє 13 ПСГ, активна місткість яких складає 21,3 % від загальноєвропейської активної ємності мережі підземних сховищ (за даними Інтернет-порталу Міністерства економіки України). Одинадцять Українських сховищ створені у виснажених газових родовищах, а два – у водоносних шарах. Властивості які характерні при зберіганні газу у підземних сховищах ідентичні природнім, оскільки створені вони на місці скупчення природних газів.

Тривалий практичний досвід експлуатації сховищ не обґрунтовує багатьох питань, а тривала експлуатація враховуючи важливість безперебійної роботи ставить постійно нові запитання та завдання. Однією з актуальних проблем є питання будови активної зони та напрямків простягання високопроникних та застійних зон в межах пласта-резервуару. Основною характеристикою процесів підземних сховищ є циклічність дії нагнітання та відбирання газу, а швидкість їх протікання набагато перевищує величини, характерної для звичайних газових родовищ. Режими роботи підземних сховищ характеризуються пористістю середовища, його властивостями та фільтрацією газу.

Вивченням параметрів роботи ПСГ, що створені у виснажених газових родовищах та працюють у газовому режимі роботи займалися і займаються багато вчених. Вплив циклічності роботи газосховищ на його герметичність вивчали Гімер Р.Ф. та Полищук С.П. [1]. Питаннями пористості газонасичених колекторів за даними ГДС можна ознайомитись у працях Солодкого Є. В. та Карпенка О. М. [2]. Автори на основі лабораторних досліджень керну, геофізичних досліджень свердловин та результатів випробування пластів вивчали вплив характеру насичення на визначення пористості порід-колекторів. В результаті приведених даних та аналізу геолого-геофізичної інформації зроблено висновки щодо впливу характеру насичення при обрахунках пористості порід-колекторів.

Існує велика кількість методів визначення пористості, але найбільш широко розповсюдженим є метод, заснований на використанні загальновідомого рівняння середнього часу [3]. Згідно цих даних для визначення коефіцієнта пористості (K_{II}) за даними акустичного каротажу (метод, що дозволяє характеризувати ємнісні властивості порід-колекторів) найбільш сприятливим є діапазон пористості 5-25 %. Порооди з $K_{II} > 25$ %, як правило, слабкоцементовані з недосконалою акустичним контактом між зернами скелету. Для щільних порід з $K_{II} < 5$ % спостерігається сильний вплив різноманіття в мінеральному складі і геометрії пор відкладів, що досліджували. На покази методу впливає значна кількість факторів: пористість, мінеральний склад зерен твердої фази, тип наповнювача пор, об'єм газу в порах, гідрофільність, структурні і текстурні особливості, тиск і температура, кавернозність і тріщинуватість, орієнтація тріщин, а також ряд штучних зовнішніх факторів.

Експериментальні дослідження процесу осушення пористого середовища наводить Сусак О. М. [4]. У даній праці він представляє результати експериментальних досліджень процесу осушення пористого середовища від залишкової води. Згідно результатів експерименту розроблена математична модель для розрахунку максимальної зміни залишкової водонасиченості від проникності і параметрів роботи пористого середовища. Розрахунки максимальної зміни водонасиченості показали, що на процес осушення порового простору суттєво впливають: середній тиск, температура та проникність середовища. Враховуючи цей факт, за умов роботи ПСГ температура покладів залишається незмінною, отже для умов ПСГ України розрахунки максимальної зміни водонасиченості в покладах можна розрахувати, виходячи зі значень проникності та середнього тиску газу в покладах.

Питання впливу залишкової насиченості на характер фільтрації газу також піднімається та вивчається науковцями Щелкачевим В.Н. [5], Чарним І. А. [6], Хейном А. Л. [7]. Детально процес осушення пористого середовища під час розробки на виснаження газового родовища вивчав Ширковський А. І. [8]. Згідно з його працями можна стверджувати, що протягом усього періоду розробки на виснаження осушується тільки привибійна зона свердловини, а пласт загалом не зазнає змін у залишковій водонасиченості. Але, в працях не розглядається режим нагнітання ненасиченого вологою природного газу в обсязі, що прирівнюється до початкових запасів родовища. Процес осушення порового простору під час циклічної експлуатації покладів ПСГ розглянено праці [9]. Згідно з результатами встановлено, що осушення порового простору активної зони відбувається протягом перших 6-8 років циклічної експлуатації. В результаті активно працюючий поровий простір збільшується на 5-7,7 %. При цьому, поровий простір застійної зони – на 0,44 %.

Питаннями, пов'язаними із вивченням особливостей будови активної зони та картуванням напрямків протягання високопроникних та застійних зон в межах резервуару займаєся Петровський О. П., Федченко Т. О. та Трачук А. Ю. [10]. Вони стверджують, що одним із інструментів, який може допомогти у вирішенні даних питань є гравітаційний моніторинг. Параметром, на який реагує гравітаційне поле, є зміна густини газонасичених пластів. В якості основного елементу дослідження ними використано просторову постійно діючу геолого-геофізико-промислово модель ПСГ. В якості інформативного параметру вибрано об'ємну густину порід. Результати проведених розрахунків дозволили зробити висновки, що можна ранжувати фізико-хімічні процеси, які відбуваються у пласті по величині їх впливу на зміну густини.

Виклад основного матеріалу

Згідно технології процес експлуатації ПСГ включає в себе чотири періоди: запомповування газу, відбирання газу та два нейтральні періоди між ними. Залежно від режиму експлуатації газосховища в період закачування у газонасиченому пористому об'ємі відбувається збільшення маси газу, що може призводити як до збільшення пластового тиску, так і до збільшення газонасиченого об'єму породи при умовно незмінному пластовому тиску. В період відбирання процес відбувається навпаки – маса газу зменшується і в результаті знижується пластовий тиск або заміщується газонасичений об'єм.

Існує також нейтральний період. Він настає після закінчення етапів закачування і відбирання до виходу ПСГ на пікові показники – максимальні (в кінці періоду нагнітання) та мінімальні (в кінці періоду відбирання). Даний період характеризується припиненням зовнішнього впливу на пластову систему сховища і в результаті вона знаходиться в стані динамічної рівноваги. Період встановлення повної динамічної рівноваги залежить від розподілу коефіцієнта проникності і градієнта пластового тиску.

Відомо, що фазова проникність пористого середовища залежить не тільки від фізичних властивостей гірських порід, але й від ступеня насиченості їх порового простору рідиною або газом. Дослідження газових покладів України показують наявність значної кількості залишкової води. Вона присутня незалежно від явно вираженого руху пластових вод. На етапі проектування підземних сховищ факт наявності залишкової води не враховується, а отже не враховується її вплив.

Під час циклічної експлуатації сховищ виникло питання збільшення порового об'єму. Зробити це можна за рахунок осушення покладів від залишкової води або модернізувавши їх новітніми технологіями.

Існує різноманіття методів хімічного впливу на продуктивні пласти. Вони здійснюються на основі вивчення особливостей структури і

властивостей пористого середовища та фізико-хімічних властивостей рідин, що їх насичують, а також процесів, що проникають на границі розподілу рідина-рідина, рідина-тверде тіло. Дослідження макро- та мікропроцесів, що протікають між рідинами і породою безпосередньо в поровому просторі, практично не досліджені через надзвичайно великі труднощі проведення таких досліджень. Інформація про процеси, що відбуваються при фільтрації багатозафазових рідин крізь пористі середовища ґрунтується переважно на вивченні властивостей рідин у вільному обсязі і тих змін, які вони зазнають під час фільтрації через моделі пористих середовищ. Ці дослідження описані в різноманітних математичних моделях, що охарактеризовують процеси витіснення води з допомогою хімічних реагентів. Різноманітні результати лабораторних досліджень часто суперечать один одному. Таким чином, немає єдиної думки з найважливіших питань фізики та фізикохімії витіснення води з пористих середовищ.

Що стосується результатів промислових випробувань, то в більшості публікацій відзначається позитивна ефективність випробуваних хімічних МУН. Найчастіше їх авторами є розробники технологій, які наводять проведені випробування. Жодний з запропонованих методів не знайшов свого практичного використання за межами компаній-розробників.

В якості експериментальних досліджень осушення пористого середовища запропоновано експерименти з допомогою продування взірця метаном із одночасним визначенням фазової проникності взірця. При цьому характер зміни фазової проникності був практично однаковий. Спочатку фазова проникність мало чим відрізнялась від нуля, далі стрімко зростала. Але, не вся вода видалялась з порового простору, у взірці залишалась нерухома залишкова вода, на яку впливають капілярні сили.

З метою аналізу даних питань проаналізуємо Дашавське підземне сховище, яке розташоване у Стрийському районі і створене у виснажених покладах однойменного газового родовища. Воно територіально розміщено на північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Активними пластами для зберігання газу у газосховищі є два горизонти нижньодашавських пісковиків сарматського ярусу неогену НД-8 та НД-9 (рис. 1).

Місцями для зберігання газу є чотири поклади Е, Ж+В в горизонті НД-8 та А, Г в горизонті НД-9, які утворюють єдину газодинамічну систему. Місткість Дашавського газосховища складає 5,3 млрд м³ газу з яких 2,15 млрд м³ є активним об'ємом. Амплітуда зміни пластового тиску коливається від 1,9 до 4,3 МПа. Площа газонасиченості 46 км², середня ефективна товщина 10,8 м. [12].

Одним з основних чинників, який впливає на процеси, що проходять в підземних сховищах є режим їх експлуатації. Виходячи з цього, розрізняють газовий, жорсткий водонапірний та пружний водонапірний режими експлуатації

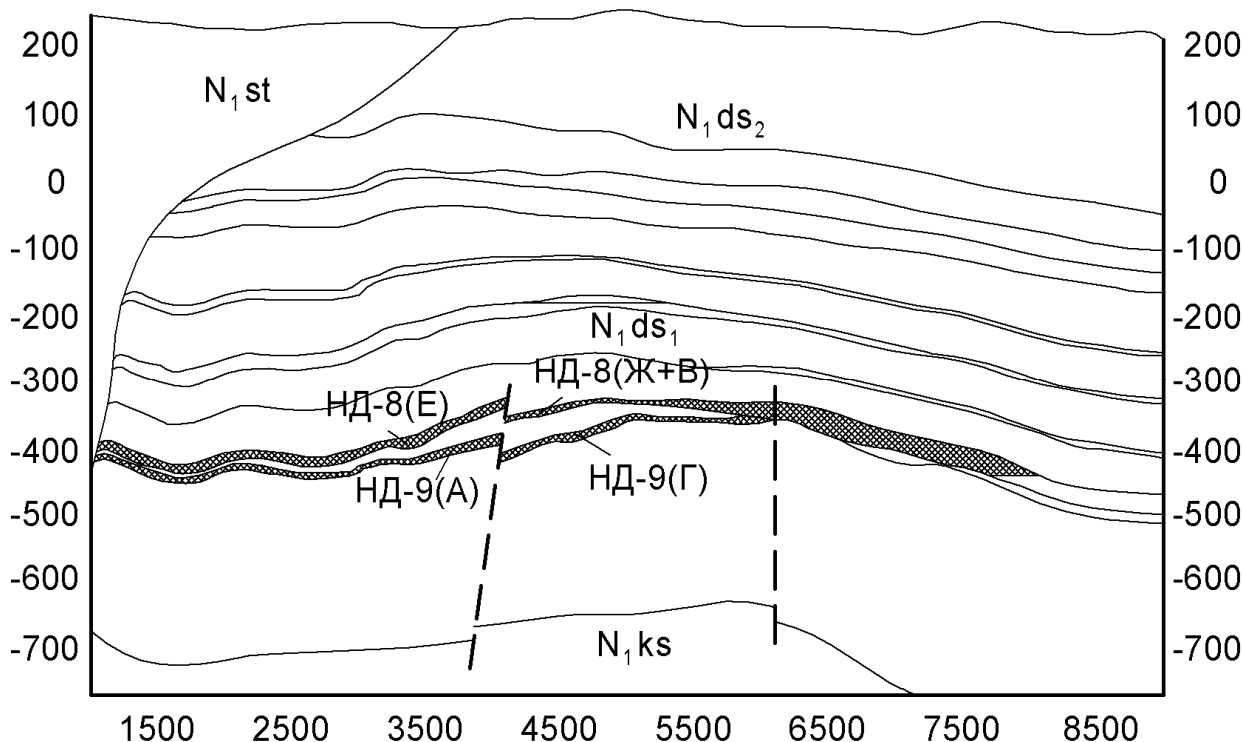


Рисунок 1 – Схематичний геологічний розріз Дашавського підземного сховища газу

ПСГ. Так, при газонасиченому режимі при зміні тиску об'єм газонасиченої частини пласта залишається незмінним. У випадку жорсткого водонапірного режиму все проходить навпаки – пластова вода витісняє газ без його суттєвого стиснення, а початковий пластовий тиск в часі практично не змінюється. Проміжне положення між газовим і жорстким займає пружний водонапірний режим.

Існує також декілька методів розрахунку залишкової водонасиченості:

- графічний метод розрахунку залежно від проникності породи; запропонований Амиксом Дж., Джонсом П. Д;
- аналітичний метод за залежностями, що базуються на аналізі численних кернів породи.

Згідно з графічним методом визначення проводиться залежно від типу породи та проникності за монограмою. Така діаграма побудована для пісковиків Джонсом П. Д. у межах проникності 2 мДс до 10 Дс. Аналітичні залежності отримані на основі результатів аналізу при випробуванні різних кернів порід. Ширковський А. І. [8] у своїх працях наводить такі залежності:

$$S_n = 0,337 - 0,155 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (1)$$

$$S_{nc} = 0,182 - 0,1 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (2)$$

де S_n, S_{nc} – відповідно залишкова водонасиченість для пісків та пісковиків, частки одиниць;

k_0 – абсолютна проникність, Дс;

m_0 – відкрита пористість, частки одиниць.

Гимматудинов Ш. К. [11] приводить дещо інші залежності, хоча принципової відмінності між ними немає:

$$S_n = 0,437 - 0,155 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (3)$$

$$S_{nc} = 0,283 - 0,1 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (4)$$

$$S_{van} = 0,183 - 0,1 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (5)$$

де S_n, S_{nc}, S_{van} – відповідно залишкова водонасиченість для пісків, пісковиків та вапняків, у частках одиниць;

k_0 – абсолютна проникність в мДс;

m_0 – відкрита пористість у відсотках.

Одночасно як показали роки експлуатації підземних сховищ, поровий простір впродовж розробки на виснаження практично не зазнає впливу ефекту осушення. Протягом усього періоду розробки на виснаження осушується практично тільки привибійна зона свердловини, а сам пласт не зазнає змін у питанні залишкової водонасиченості. Враховуючи необхідність збільшення активного об'єму підземних сховищ вирішення даної проблеми водонасиченості є питанням світового рівня.

На даний момент нагнітання та відбирання газу на Дашавському ПСГ вже проведено 28 повних циклів з залученням всього пористого об'єму. Незалежно від величини початкової пористості, значне її зменшення спостерігається протягом 7-8 циклу. При подальшій експлуатації параметри пласта-колектора практично не змінюються. Згідно з технологічним проектом

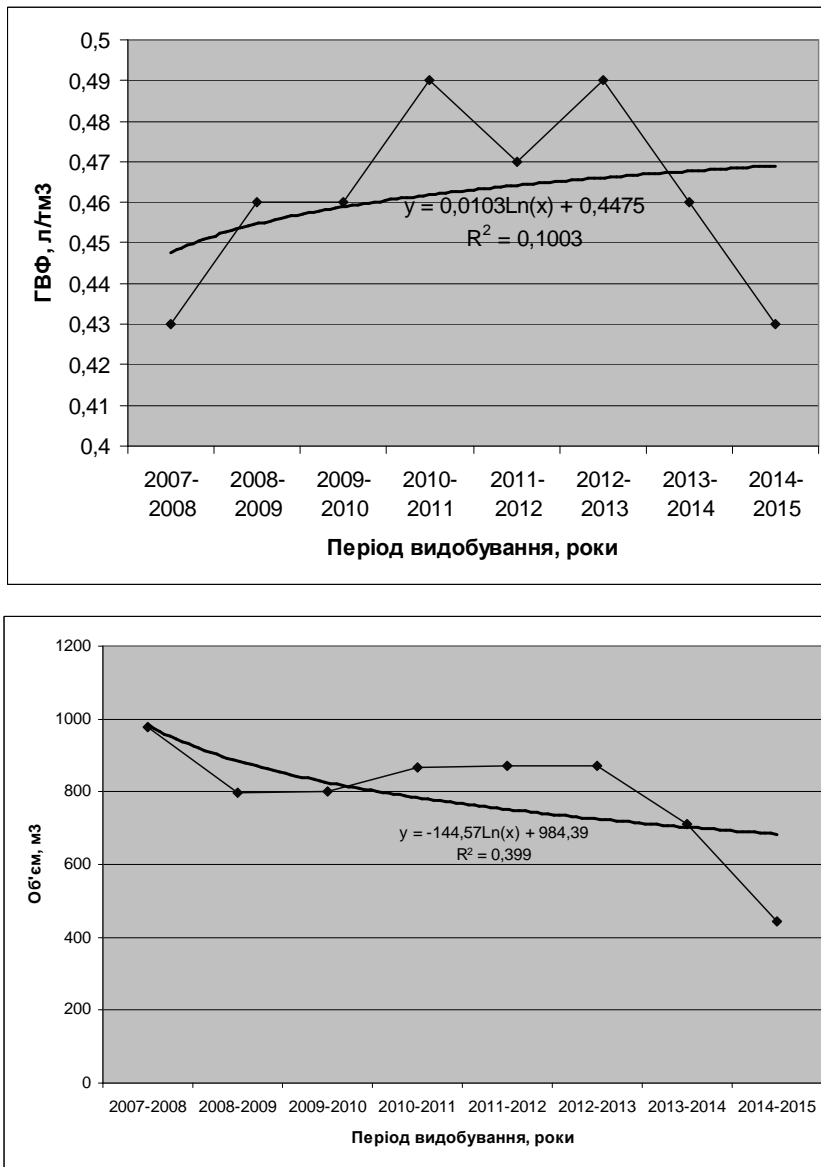


Рисунок 2 – Аналіз кількості води у вигляді об’ємної кількості відібраної вологи на одиницю об’єму відібраного газу за роки циклічної експлуатації Дашавського підземного сховища

циклічної експлуатації Дашавського газосховища, зміну коефіцієнта пористості пластової системи можна вважати незначною і такою, що не впливає на загальну зміну геогустинних властивостей газонасичених пластів. За показниками даного періоду пористість складає до 30%.

Пористе середовище в підземних сховищах заповнене рідиною або газом. При цьому природний газ в пластових умовах насичений парами води, а газонасичені породи ще й містять зв’язану, а подекуди і вільну воду. Вологість газу характеризується концентрацією води в пароподібній фазі системи газ-вода. Вміст води в газі найбільше залежить від тиску і температури.

Пластовий тиск в газонасичених пластах Дашавського ПСГ коливається в межах від 20 до 50 атм, пластова температура 25 °С. Відповідно максимальний вміст вологи в природному

газі при таких умовах буде коливатись в діапазоні $0,65-1,6 \times 10^{-3}$ гк (води)/м³ (газу).

Практика експлуатації сховища показала, що разом з відібраним природним газом на поверхню виходить і вода. Її кількість протягом років експлуатації складала від $0,8 \times 10^{-4}$ кг/м³ до $5,6 \times 10^{-4}$ кг/м³. Кількість води у вигляді об’ємної кількості відібраної вологи на одиницю об’єму відібраного газу за роки циклічної експлуатації показано на рисунку 2.

Для пластової системи Дашавського газосховища характерний чисто газовий режим експлуатації і внесок зміни водонасичення газу в загальну зміну густини породи є незначним. Тому для умов Дашавського підземного резервуару впливом зміни водонасичення можна знехтувати.

Коли газосховище експлуатується у газовому режимі, динамічні зміни у газонасичених пластах ПСГ призводять до зміни об’ємної гус-

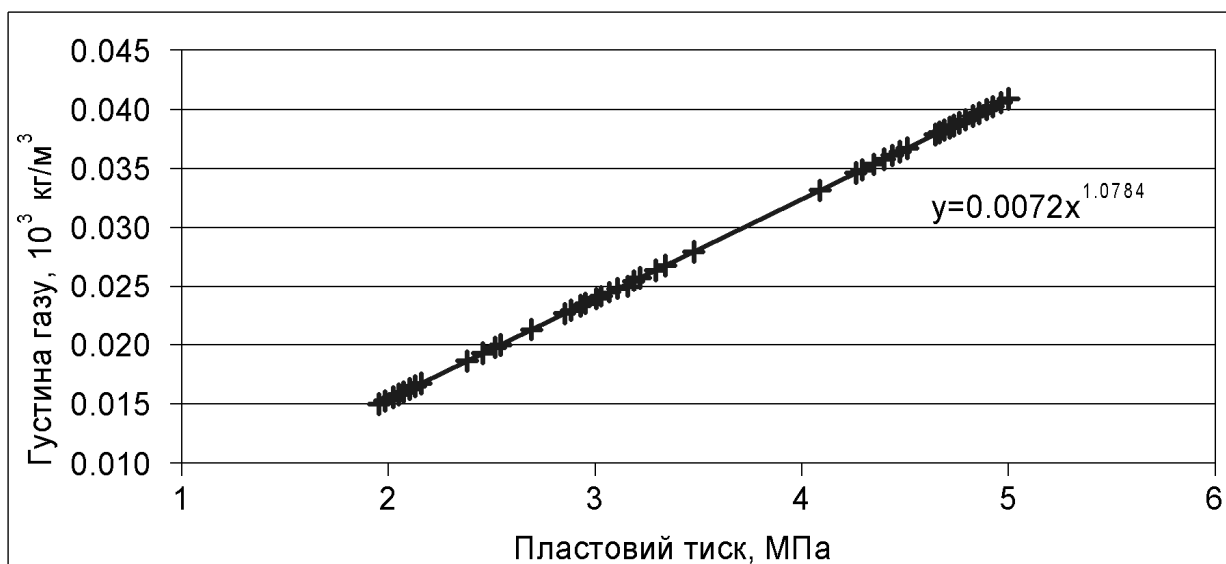


Рисунок 3 – Залежність густини газу від пластового тиску у газосховищі (точки – результати вимірів пластового тиску у експлуатаційних свердловинах Дашавського газосховища на різних етапах його експлуатації)

тини газу. В результаті відбуваються зміни в значенні густини газонасиченої породи. Найбільший вплив здійснює зміна густини внаслідок його розширення або стиснення. Густину газонасиченої породи можна розрахувати із залежності:

$$\sigma_n = \sigma_{ск} (1 - k_n) + \sigma_2 \cdot k_n, \quad (6)$$

де σ_n - густина породи,
 $\sigma_{ск}$ - густина скелету породи,
 σ_2 - густина газу,
 k_n - коефіцієнт абсолютної пористості.

Густина газу залежить від хімічного складу і пластових умов та може бути з достатньою точністю розрахована з використанням відомих рівнянь реального газу (рівняння Клапейрона-Менделєєва):

$$p \cdot V = Z_2 \cdot n \cdot R \cdot T, \quad (7)$$

де p – пластовий тиск,
 T – температура в пласті,
 V – об'єм газу,
 Z_2 – коефіцієнт стисливості газу,
 R – універсальна газова стала,
 n – кількість газу.

Молекулярну кількість газу n можна представити у вигляді:

$$n = \frac{m}{\mu}, \quad (8)$$

де m – маса газу,
 μ – молекулярна маса газу.

Підставляючи співвідношення $\sigma_2 = \frac{m}{V}$ та (7) у (8) отримаємо для густини газу:

$$\sigma_G = \frac{p \cdot \mu}{Z_2 \cdot R \cdot T}. \quad (9)$$

Аналіз зміни густини газу для Дашавського ПСГ проводиться із врахуванням фактичного хімічного складу газу (табл.1) при пластовій температурі 25⁰ С [12].

Таблиця 1 – Хімічний склад газу на Дашавському газосховищі (за даними УМГ «Львівтрансгаз» 27.06.2012)

Найменування складової газу	Вміст, %
Метан	91,308
Етан	4,341
Пропан	1,115
Ізо-бутан	0,116
Н-бутан	0,166
Нео-пентан	0,001
Ізо-пентан	0,039
Н-пентан	0,030
Гексан+вищ.	0,044
Кисень	0,003
Азот	1,268
Двоокис вуглецю	1,568

Згідно з результатами розрахунку з використанням формули (9) можна зробити висновок, що між густиною газу і пластовим тиском існує зв'язок практично лінійного типу (рис. 3).

Щоправда, певний вплив має коефіцієнт стисливості при різних значеннях тиску, який вносить певну нелінійність при різних значеннях тиску. Пластова система Дашавського ПСГ зазнає невеликих перепадів пластового тиску (не перевищує 2,4 МПа), а тому коефіцієнт стисливості є незначним. Середнє відхилення від лінійного закону складає 0,00017 г/см³, а коефіцієнт кореляції дорівнює 0,997 [10]. Отже, середня величина зміни густини газу в робочій зоні на різних етапах експлуатації Дашавського ПСГ складає 0,019 г/см³.

Висновки

Отже, можна зробити висновки, що Дашавське підземне сховище на даному етапі працює на таких показниках:

– зміна тиску в результаті експлуатації підземного сховища становить 99,88 %;

– зміна вологонасиченості газової суміші 0,12 %;

– зміна пористості і проникності пластової системи 0 %.

У зв'язку з циклічною експлуатацією газосховища відбувається зміна фільтраційно-ємнісних властивостей пластової системи. Проведені неодноразово експериментальні дослідження показують, що незалежно від величини початкової пористості, значне її зменшення спостерігається до 6-8 циклу. При подальшій експлуатації ємнісні параметри пласта-колектора практично не змінюються.

На Дашавському ПСГ загальний поровий об'єм складає 117,4 млн. м³, в тому числі покладів "Е+Г+Д" – 108,5 млн. м³, покладів "Ж+В" – 8,9 млн. м³. Загальна площа покладів ПСГ ("Е+Г+Д") складає 62790 тис. м², в тому числі перший блок 19350 тис. м² (30,8 %), другий – 23600 тис. м² (47,6 %), третій та четвертий – 19840 тис. м² (31,6 %). Середня ефективна товщина складає 8,44 м., пористість – 0,19 [12].

Для визначення застійних зон Дашавського ПС проаналізуємо величину запасів газу по блоках на кінець періоду відбирання 2012/2013 р. і закачування 2013 р. На кінець відбирання 10.04.2013 року загальні запаси газу склали 3116 млн. м³ (у першому блоці 39,3 %; у другому – 47,7 %; у третьому – 6,9 % і у четвертому – 6,1 %). Станом на 31.10.2013 року – кінець циклу нагнітання запаси газу склали 4795 млн. м³ (у першому блоці – 54,9 %; у другому – 37,2 %; у третьому – 4,2 % і четвертому – 3,7 %). У таблиці 2 подано розподіл газу по блоках на кінець циклу нагнітання 2013 року.

Таблиця 2 – Розподіл газу по блоках на кінець сезонів

Блоки	Сезон відбирання газу		Сезон нагнітання газу	
	млн. м ³	%	млн. м ³	%
I	1224,588	39,3	2632,455	54,9
II	1486,332	47,7	1783,74	37,2
III	215,004	6,9	201,39	4,2
IV	190,076	6,1	177,415	3,7
Всього	3116	100	4795	100

З цих даних можна бачити, що третій і четвертий блоки являють собою "застійні" зони з запасами газу коло півмільйона кубічних метрів, які практично не змінюються на протязі циклу, а у другому блоці "застійна" зона утримує коло 1500 млн. м³ природного газу. Таким чином можна зробити висновок, що в застійних зонах скупчилось приблизно 2 млрд. м³ природного газу, який не бере участі у процесі нагнітання і відбирання. Його можна теоретично за-

мінити азотом. Другий блок має частково обмежений доступ через відсутність достатньої кількості свердловин (є тільки у південній частині структури ліквідовані свердловини Д-52, Д-54 і Д-58, розміщені практично в її центральній частині). Тому доступ до нього є обмежений і займає більше 20 % від загальної площі можливої неоднорідності пласта колектора і нерівномірність руху фронту "азот-природний газ", коефіцієнт ефективності витіснення можна прийняти на рівні 0,5-0,7 від об'єму газу в застійній (третій та четвертий блоки) і перехідній (другий блок) зонах. Тоді кількість додаткового видобутого газу становитиме від 950 до 1330 млн. м³.

Використання підземних сховищ газу є одним з основних методів забезпечення надійності газопостачання, підвищення гнучкості поставок газу споживачам і ефективності реалізації газ.

Газова промисловість країни характеризується падінням показників роботоздатності. Тривалі роки експлуатації газотранспортної системи та підземних сховищ України вимагають капітального ремонту і подальшого розвитку з тим, щоб вона повністю відповідала європейським вимогам та приваблювала для транспортування та зберігання. Важливим напрямком роботи по підвищенню ефективності і безпеки, розширення, циклічної експлуатації та надійності функціонування підземних сховищ є удосконалення і розробка методів і технологій. Аналіз роботи пластових систем підземних сховищ необхідний для оцінки нинішнього стану сховищ, визначення необхідної кількості інвестицій та вибору технології проведення робіт для його модернізації з метою збільшення обсягу транспортування газу.

Література

1 Гимер Р. Ф. О влиянии цикличности работы газохранилища на его герметичность / Р. Ф. Гимер, С.П. Полищук. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Республиканский научно-технический сборник. – Львов: Из-во Львовского гос. университета, 1983. – Вып. 20. – С. 101-103.

2 Солодкий Є. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС / Є. Солодкий, О. Карпенко // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2013. – С. 20-24.

3 Wyllie M. R. J. Elastik wave velocities in heteroqeneous and porous media / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregqory, L. W. Gardner // Geophysics. – 1958. – Vol. XXI, №1. – PP. 41-70.

4 Сусак О.М. Експериментальні дослідження процесу осушення пористого середовища / О.М. Сусак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 1(22). – С. 98-102.

5 Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.

6 Динамика осушки водоносных пластов при создании подземных газохранилищ / [Чарный И. А. и др.] // Газовая промышленность. – 1962. – № 1. – С. 15-18.

7 Хейн А.Л. Экспериментальное исследование процесса двухстадийной осушки водоносного пласта газом / А.Л. Хейн, С. Н. Бузинов, П.Я. Алтухов // Вопросы подземного хранения газа в водоносных структурах. Труды ВНИИ-ГАЗ. – 1961. – Вып. 11(19). – С.296-345.

8 Ширковский А.И. Определение и использование физических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский // ВНИИГаз-пром. Серия: Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – 1971. – С. 49.

9 Сусак О.М. Розрахунок збільшення газонасиченого порового об'єму ПСГ за рахунок осушення покладів / О.М. Сусак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 1(15). – С. 98-102.

10 Петровський О. П. Геогустинні характеристики пластової системи підземного сховища газу на різних етапах експлуатації / О. П. Петровський, Т. О. Федченко, А. Ю. Трачук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 3(52). – С. 79-87.

11 Гимматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гимматудинов, А. И. Ширковский. – М.; Недра, 1982. – 312 с.

12 Звіт про науково-дослідну роботу «Технологічний проект циклічної експлуатації Дашавського ПСГ». – Харків: УКРНДІГАЗ, 1999. – 282 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
06.05.16*

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