

РОЗДІЛ 4. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

4.1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В ПОРИСТИХ ТА ПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРАХ

Підземне зберігання газу і рідин проектується в природних пористих і проникних колекторах, а також в непористих і непроникних гірських породах. Перше підземне сховище газу (ПСГ) в світі було побудовано в Канаді в Уеленд Каунті 1915 р. Перше підземне сховище газу в США було споруджене в 1916 р. у виснаженому газовому родовищі Зоор біля м. Буффало. Перше в світі ПСГ в пастці водонасиченого пласта було споруджене в 1953 – 1958 рр. біля м. Чікаго. У колишньому СРСР перше підземне сховище створене в 1958 р. у виснаженому газовому родовищі. Перше експериментальне сховище для рідких газів в штучній каверні, утвореній у відкладеннях кам'яної солі шляхом вилуговування прісною водою, було створено в 1959 р. Надалі підземне зберігання газу отримало широкий розвиток.

4.1.1. Мережа підземних сховищ газу

Підземне зберігання газу в Україні має два призначення: для внутрішнього та зовнішнього споживання.

Мережа ПСГ України має підземні газосховища на базі водоносних структур і на базі вироблених газових і газоконденсатних родовищ.

В Україні визначилися чотири комплекси ПСГ:

Західноукраїнський – у Прикарпатті;

Київський – у районі Київської системи газопроводів;

Донецький – у Донбасі;

Південноукраїнський – у районі південних областей Криму і

* У написанні розділу брали участь В.О. Расцвєтєв і В.В. Яворська

частково Середнього Подніпров'я.

Кожний комплекс ПСГ забезпечується системою газопроводів:

– Західноукраїнський – "Союз", "Уренгой – Помари – Ужгород", "Івацевичі – Долина", "Київ – Захід України", "Долина – Ужгород", "Єлець – Кременчук – Ананьїв — Богородчани"; Київський – "Київ – Брянськ – Москва", "Тула – Шостка – Київ", "Шебелинка – Полтава - Київ", "Єфремівка – Диканька – Київ", "Союз", "Курськ - Диканька, "Острогозьк – Шебелинка", "Новопсков – Шебелинка";

– Донецький – Донецький (кільцевий) газопровід, "Північний Кавказ – Центр Росії" (у межах України) і далі "Луганськ – Лисичанськ – Рубіжне";

– Південноукраїнський – "Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Ізмаїл", "Мар'ївка – Херсон – Крим". Він призначений для газопостачання Дніпропетровської, Запорізької, Кіровоградської, Одеської, Миколаївської, Херсонської областей і Республіки Крим.

Характеристика мережі ПСГ країн Західної Європи, США, Канади і Росії подана у табл. 4.1.

Схема розташування ПСГ на території України наведена на рис.4.1.

Таблиця 4.1

Підземні сховища газу країн Західної Європи, США, Канади і Росії

Країна	Кількість сховищ	Загальна місткість, млн м ³	Місткість буферного газу, млн м ³	Місткість активного газу, млн м ³
Австрія	4	2340	–	–
Бельгія	3	491	–	–
Данія	2	660	–	–
Франція	14	8867	–	–
Німеччина	27	8488	–	–
Італія	8	9500	–	–
Нідерланди	1	72	–	–
Іспанія	1	495	–	–
Великобританія	3	3580	–	–
Росія	20	–	80000	–
США	400	–	–	106000
Канада	10	–	–	14000



Рис 4.1 Схема розташування ПСГ України

4.1.2 Географічні умови розташування ПСГ

ПСГ, як правило, споруджують поблизу траси магістрального газопроводу і споживачів.

Якщо в геологічному розрізі є декілька пластів, сприятливих для створення в них ПСГ, вибір об'єкту визначається на основі порівняння техніко-економічних показників. Припустимо, що геолого-фізичні параметри пласта-колектора однакові (форма і розміри структури, товщина пласта, пористість, проникність тощо). Що менша глибина залягання пласта, то більшим повинен бути об'єм залишкового газу для створення одного і того ж тиску на гирлі свердловини і більша кількість видобувних свердловин. В цьому випадку не завжди необхідно будувати компресорну станцію (КС) для закачування газу в пласт, але вона потрібна для подачі газу споживачеві. У кожному конкретному випадку є тільки одна економічно найвигідніша глибина для споруди ПСГ.

В більшості випадків в районах великих центрів газоспоживання немає частково вироблених газових або нафтових покладів, придатних для створення ПСГ. Проте в геологічному розрізі порід цих районів майже завжди є водонасичені пласти, в частках яких можна створити ПСГ.

Перед будівництвом підземного сховища газу проводять дослідні і пробні закачування газу для оцінки параметрів пласта і властивостей рідин та газів, які його насичують, а також для отримання даних про технологічний режим роботи свердловин. На рис. 4.2 наведені схеми підземних сховищ газу у відпрацьованому нафтовому пласті і водонапірній системі.

Для закачування і відбору газу необхідно пробурити певне число свердловин, побудувати споруди для очищення газу від твердих і рідких домішок при закачуванні і осушенні його від води перед подачею споживачеві. Як правило, *нагнітальні свердловини бурять в склепінній частині, наглядові – на крилах складки.*

Підвищення тиску при закачуванні газу в пласт сприяє скороченню термінів будівництва ПСГ, зменшенню кількості нагнітальних свердловин; крім того процес зберігання призводить до збільшення об'єму газу і дебітів свердловин, збільшення безкомпресорного періоду подачі газу споживачеві з сховища і підвищення коефіцієнта нафтовіддачі при ПСГ у вироблених нафтових пластах, зменшення потужності КС при відборі газу.

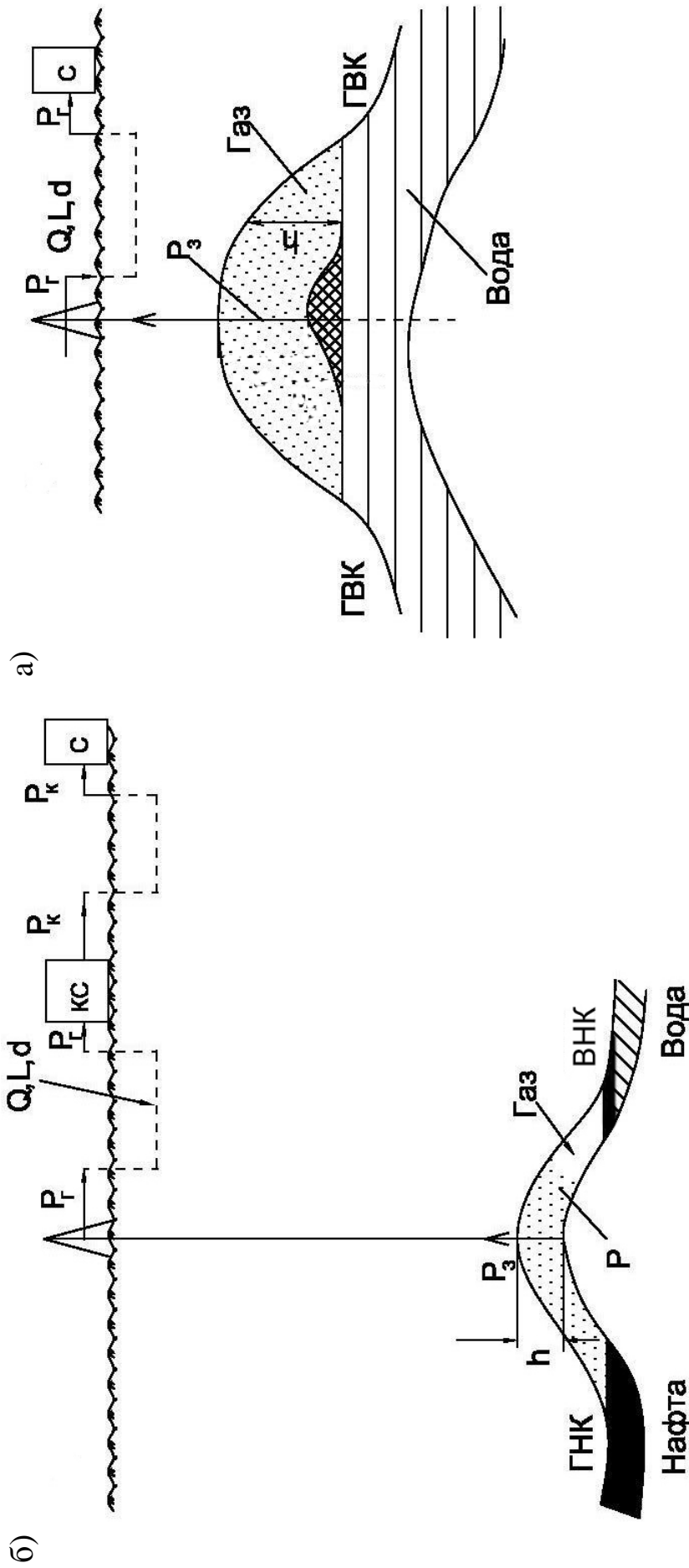


Рис. 4.2 Схеми підземних сховищ газу:

а) у відпрацьованому нафтовому пласті;

б) у склепоподібній пастці і водонапірній пластовій системі.

ГВК, ГНК, ВНК – відповідно газководний, газонафтовий і водонафтовий контакти; P_3 – забійний тиск у свердловині; $P_г, P_к$ – відповідно тиск на гирлі свердловини, газового пласта і компресора; КС – компресорна станція; С – споживач газу; Q, L, d – відповідно пропускна спроможність, довжина і діаметр газопроводу; h – висота (товщина) пласта або пастки.

Проте при надмірному підвищенні тиску можливі різні шкідливі наслідки: розкриття тих, що існують або утворення нових тріщин в покрівлі сховища, підземні втрати газу, вибухи і пожежі в будівлях при скупченні в них газу, утворення кристалогідратів вуглеводневих газів в свердловинах. Важливе значення має також темп зростання тиску в підземному сховищі: що менший темп зростання тиску, то більшою мірою можна підвищити тиск.

Максимально допустимий тиск в підземному сховищі залежить від глибини залягання пласта і розмірів площі газоносності, об'ємної маси порід над площею газоносності, структурних і тектонічних особливостей пласта, його покрівлі, а також пластів над покрівлею: міцності, щільності і пластичності покрівлі пласта.

Створення ПСГ зазвичай відбувається без ускладнень при зміні градієнта тиску до 0,0154 МПа/м, тобто при перевищенні нормального гідростатичного тиску в 1,54 рази. Верхньою межею тиску в деяких випадках вважається гірський тиск на глибині залягання сховища. Встановлено, що за наявності глинистої покришки завтовшки більше 5м максимально допустимий тиск може перевищувати гідростатичний на глибині залягання сховища в 1,3 – 1,5 рази.

При підвищенні тиску в пласті вище за початковий гідростатичний на покрівлі підземного пласта виникає перепад тиску, що іноді може виявитися достатнім, щоб подолати «пороговий тиск», що створюється капілярними силами в порових каналах невеликого радіусу. В цьому випадку почнеться витіснення води газом з порових каналів, і покришка втратить герметичність.

4.1.3 Основні елементи ПСГ та вимоги до них

Загальний об'єм газу у підземному сховищі поділяється на дві частини: активний (робочий) і буферний (залишковий) газ.

Активний газ – це газ, який використовується для покриття різного виду дефіциту газопостачання. Сюди ж входять державний та оперативний резерви газу.

Буферний газ постійно знаходиться у газосховищі під час його експлуатації і призначений для створення певного пластового тиску у ПСГ під кінець відбору активного об'єму газу, що дає змогу забезпечити необхідну продуктивність об'єкта зберігання газу, нормальні умови експлуатації пласта, підземного і наземного

обладнання, а також дотримання вимог охорони надр.

За інших рівних умов співвідношення активного і буферного об'ємів газу має бути найбільш можливим, що визначається на основі детального техніко-економічного аналізу. Для більшості ПСГ, які експлуатуються, це співвідношення перебуває в межах 0,3–0,7.

Режим роботи підземних сховищ газу визначається *максимальним і мінімальним пластовими тисками*. *Максимальний пластовий тиск* відповідає повному заповненню підземного сховища, *мінімальний* – буферному об'єму газу в пласті.

Окрім цього, розрізняють **максимально допустимий тиск** у ПСГ, який може бути рівним або вищим від максимального. Максимально допустимий тиск у сховищі залежить від конкретних геолого-промислових умов: глибини залягання пласта; висоти пастки, в якій створюється ПСГ; особливостей тектонічної будови структури; товщини, пластичності, міцності та проникності покоришки, яка перекриває місткість сховища; режиму роботи пласта тощо.

В кожному окремому випадку він повинен бути визначений на основі детального геолого-промислового аналізу та спеціально проведених лабораторних досліджень.

Вітчизняний та зарубіжний досвід створення ПСГ свідчить про те, що величина максимально допустимого тиску може сягати 1,3–1,5 нормального гідростатичного тиску. Для ПСГ, які створюються у виснажених газових, газоконденсатних та газонафтових покладах, максимальний пластовий тиск часто приймається рівним початковому пластовому тиску, який був до введення їх у розробку. За наявності водонапірного режиму роботи пласта, з метою запобігання обводнення місткості ПСГ, максимальний пластовий тиск повинен бути дещо вищим. У цьому випадку часто приймається, що середній пластовий тиск при експлуатації сховища повинен бути близьким до тиску пластової водонапірної системи. За даних умов слід забезпечити запобігання перетоків газу за структурний поріг пастки та герметичність пласта-покоришки. При створенні ПСГ у пастках пластових водонапірних систем з метою підтримання сформованого газового покладу у заданих об'ємах максимальний пластовий тиск, як правило, становить 1,1–1,4 від нормального гідростатичного тиску.

Створювані підземні сховища газу повинні відповідати таким вимогам:

а) *підземне сховище газу має розміщатися поблизу великих*

споживачів газу. Вважається, що оптимальна відстань ПСГ від споживача не повинна перевищувати 0,1 довжини магістрального газопроводу;

б) місткість сховища (або групи сховищ) повинна забезпечувати зберігання даного об'єму активного газу (з врахуванням резерву);

в) для ПСГ, які працюють в сезонному режимі, система облаштування та устаткування (свердловини, ДКС, система підготовки газу) має забезпечити заданий постійний відбір газу протягом 90–100 діб при тривалості сезону відбору 120–150 діб. Резервний об'єм газу повинен бути забезпечений заданими потужностями для його відбору в будь-яку пору року.

Добова продуктивність газосховищ, які працюють у піковому режимі, повинна становити не менше 2 % від об'єму активного газу;

г) оптимальна глибина залягання ПСГ 600–1500м, що забезпечує використання одних і тих же газоперекачувальних агрегатів як при закачуванні, так і при відбиранні газу. При зменшенні глибини залягання ПСГ закачування газу може здійснюватися безкомпресорним способом, проте за цих умов суттєво збільшується частка буферного газу. При великих глибинах залягання ПСГ більша частина газу може бути відібрана безкомпресорним способом, але при цьому різко збільшуються капітальні витрати на будівництво свердловин та на компресування газу при закачуванні;

д) пастка, в якій створюється сховище, має бути герметичною. При створенні ПСГ у виснажених родовищах особливу увагу слід приділяти якості будівництва свердловин, які використовуються при розробці.

При створенні ПСГ у водоносних структурах у межах регіональних зон газонафтонагромаджень повинна встановлюватися причина відсутності в останніх покладів газу і нафти;

е) пласт, в якому створюється сховище, повинен бути щільним, однорідним, з високою проникністю порід-колекторів (0,1 – 0,3 мкм²), що забезпечує високі робочі дебіти свердловин при високому ступені його дренажування.

За технологічним призначенням свердловини на підземних сховищах газу поділяються на:

а) нагнітально-видобувні (експлуатаційні) для закачування та відбирання газу;

б) нагнітальні (тільки для закачування газу);

Розділ 4. Підземне зберігання газу

в) *спостережні* (для спостережень за тиском газу в межах газового покладу);

г) *п'єзометричні* (для спостережень за тиском у законтурній частині покладу і нижче площини ППК);

д) *контрольні* (для спостережень за контрольними горизонтами, що залягають вище об'єкта зберігання газу);

е) *розвантажувальні* (для розвантажування пласта при створенні ПСГ у водоносних структурах);

є) *поглинальні* (для скидання промстоків та пластових вод, які відбираються при розвантаженні водоносного пласта в процесі створення ПСГ у водоносних структурах);

ж) *геофізичні* (без розкриття пласта), які використовуються для спостережень за зміною газонасиченості вздовж розрізу свердловини.

Усі свердловини, передбачені бурінням у межах підземного сховища газу, мають бути герметичними. Потрібно виключити витoki газу через нещільності обсадних колон та гирлового обладнання, а також заколонні перетоки газу.

Конструкція свердловин повинна відповідати існуючим правилам та нормам. *Всі свердловини, які проходять через об'єкт зберігання газу, слід бурити зі спуском проміжної (технічної) колони до покрівлі продуктивного пласта.*

Якщо нижня частина розрізу складається зі щільних стійких порід, проміжна колона може бути спущена на 100–300м вище покрівлі продуктивного пласта. У ряді випадків при великих глибинах залягання об'єкта зберігання і складних геологічних умовах кількість технічних колон може бути збільшена. Експлуатаційна колона спускається, як правило, до глибини на 10–20м нижче підшви продуктивного пласта. Якщо об'єкт зберігання представлений масивним водоплавним покладом, експлуатаційна колона може бути спущена на 10–20м нижче площини газо-водяного контакту (ГВК), залежно від характеру дренування покладу.

Згідно з існуючими правилами всі колони цементуються з підйомом цементного розчину до гирла свердловини. Різьбові з'єднання колон повинні забезпечувати повну їх герметичність при проектних технологічних параметрах експлуатації сховища. Розкриття продуктивного пласта здійснюють кумулятивними перфораторами типу ПК-103, ПК-105, ПК-95Н зі щільністю 15–20 отворів на погонний метр. Застосування безкорпусних перфораторів

(ПКС-80, ПКС-105) в зв'язку з руйнуванням цементного кільця і колони не рекомендується.

В умовах щільних колекторів розкриття пласта може здійснюватися шляхом спуску готового фільтру, який є продовженням експлуатаційної колони, з наступною манжетною заливкою. В цьому випадку з метою уникнення обводнення вибій свердловини повинен бути встановлений не менше, ніж на 10–15м вище площини ГВК.

При створенні ПСГ у водоносних структурах чи в обводнених газових покладах залежно від умов дренування пласта, розтікання газу в пласті, характеру обводнення свердловин під час відбору газу розкривають тільки нижню або верхню частину продуктивного пласта. При цьому окремі свердловини можуть використовуватись тільки для закачування (нагнітальні) або відбирання газу (видобувні).

В умовах крихких, нестійких колекторів для забезпечення заданої продуктивності свердловини обладнуються спеціальними фільтрами: гравійними (намивними чи виготовленими на поверхні), дротяними, керамічними, металокерамічними, полімерними тощо. В ряді випадків кріплення привибійної зони здійснюється шляхом закачування спеціальної смоли (фенолформальдегідної, карбамідної, феноло-спиртів та ін.), цементного або цементно-піщаного розчину.

Розкриття продуктивного пласта на ПСГ відкритим вибоєм не рекомендується: ускладнюються умови експлуатації свердловин, не забезпечується надійний контроль за роботою окремих пластів. В умовах низькопроникних колекторів з метою збільшення продуктивності свердловин застосовується той же комплекс робіт з інтенсифікації припливу газу, що і при розробці газових покладів: солянокислотна, глинокислотна, азотноспиртосолянокислотна обробки, гідравлічний розрив пласта, гідронизькострумна перфорація, обробка привибійної зони пласта розчинами ПАР тощо.

Діаметр експлуатаційної та проміжної колон залежить від діаметра насосно-компресорних труб (НКТ), які повинні забезпечити задану продуктивність свердловин з мінімальними витратами енергії та винос з вибою рідини і твердих частинок.

У вітчизняній практиці створення ПСГ, як правило, застосовуються НКТ зі зовнішнім діаметром 73, 88,9 і 114,3мм. Для перших двох діаметр експлуатаційної колони повинен становити 146мм, для третього – 168,3мм.

В окремих випадках при створенні ПСГ в умовах потужних

високопроникних колекторів з метою забезпечення високої продуктивності (700 – 1000 тис.м³/добу і більше) в якості НКТ може бути використана 168,3мм колона. Діаметр експлуатаційної колони в цьому випадку повинен бути не меншим за 219,1мм.

Діаметр проміжних колон і кондуктора визначається залежно від діаметра експлуатаційної колони та умов будівництва свердловин у даному регіоні.

З метою ефективного очищення вибою свердловини від рідини і породи НКТ спускають або до середини працюючого інтервалу (при його товщині до 20–30м), або до глибини на 10–20м вище нижніх перфораційних отворів.

Виходячи з техніко-економічних міркувань, найбільш раціональною системою розміщення свердловин на структурі є групове розміщення свердловин у склепінні структури з відстанями між свердловинами 70–100м. Але, як свідчить досвід експлуатації ПСГ, у зв'язку з високими темпами закачування і відбирання газу, в цих умовах виникають потужні репресійні та депресійні воронки у склепінні структури і малоактивні (застійні) зони в приконтурних областях, що при фіксованому максимальному та мінімальному пластовому тисках у робочій зоні призводить до суттєвого зниження активного об'єму газу (на 10–30 % і більше) і зростання буферного об'єму газу.

Виходячи з рівномірного дронування газового покладу, оптимальною є умова $q_i/\alpha_{ni}\Omega_{ni} = const$ (де α_{ni} , Ω_{ni} – відповідно коефіцієнт початкової газонасиченості і поровий об'єм пласта в зоні дронування i -ї свердловини; $\alpha_{ni}\Omega_{ni}$ – газонасичений поровий об'єм, який дронується i -ю свердловиною; q_i – робочий дебіт i -ї свердловини).

На практиці свердловини переважно розміщують на структурі за рівномірною сіткою зі згущенням у зонах розвитку колекторів, що дає змогу значно зменшити потрібну кількість свердловин.

4.1.4 Режим роботи газових покладів при експлуатації ПСГ

Під час експлуатації ПСГ, створених у природних та штучних (водоносні структури) газових покладах, виділяють два режими роботи: газовий та водонапірний.

Газовий режим, який характеризується незмінним положенням контура газоносності або незначним переміщенням його при циклічній експлуатації ПСГ, як правило, властивий покладам, розробка яких здійснювалась при газовому режимі або слабкому прояві водонапірного режиму. При газовому режимі можуть працювати також і деякі штучні поклади, створені у водоносних пластах.

Для характеристики режиму роботи *газового покладу* можна використати залежність зведеного середнього безрозмірного пластового тиску $\bar{p}_{пл}$ від кількості газу в ПСГ $\sum q_{ПСГ}$:

$$\bar{p}_{пл} = \frac{p_{пл} T_{ст}}{z_{пл} p_{ат} T_{пл}},$$

де $p_{пл}$ і $p_{ат}$ – відповідно пластовий і атмосферний тиски, МПа;

$T_{пл}$ і $T_{ст}$ – пластова і стандартна температури, °К;

$Z_{пл}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $p_{пл}$ і $T_{пл}$.

Як видно з рис. 4.2, ця залежність для умов газового режиму є прямою лінією, яка проходить через початок координат. Котангенс кута нахилу прямої лінії до осі абсцис дорівнює величині газонасиченого порового об'єму ПСГ.

В умовах *водонапірного режиму* працює більшість штучних покладів, створених у водоносних структурах, а також ПСГ, створені у *газових покладах*, розробка яких відбувалась при *активному прояві пластових вод*. Для умов *водонапірного режиму* графік залежності зведеного середнього безрозмірного пластового тиску від кількості газу в ПСГ має вигляд сплюсненого еліпса (рис.4.4). Під час закачування газу відбувається відтіснення пластової води і збільшення місткості покладу, що на графіку (рис.4.4) характеризується випуклою лінією 1–2. У нейтральному періоді після сезону закачування за рахунок перепаду тиску між покладом і водонапірною системою відбувається подальше розширення газового покладу, яке супроводжується зменшенням тиску (лінія 2–3).

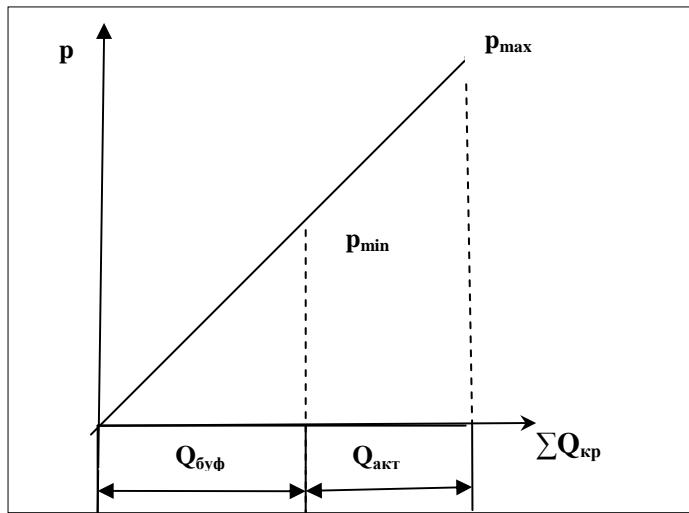


Рис.4.3. Графік залежності зведеного пластового тиску від кількості газу в ПСГ для умов газового режиму

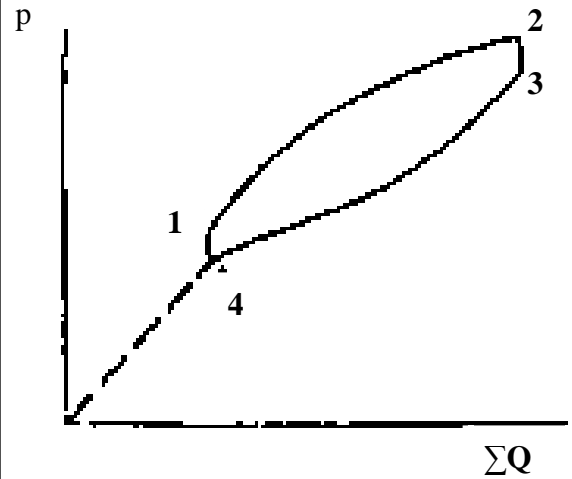


Рис.4.4. Графік залежності зведеного пластового тиску від кількості газу в ПСГ для умов водонапірного режиму

Під час відбирання газу та нейтрального періоду перед закачуванням наявне обводнення покладу, що призводить до зменшення газонасиченого об'єму порогового простору, останнього до вихідної величини (лінії 3–4, 4–1). Поточне значення газонасиченого порового об'єму покладу на будь-який момент роботи ПСГ, без врахування защемлення газу водою, буде визначатися за формулою:

$$\alpha_{\Pi_i} \Omega_{\Pi_i} = \frac{\alpha_{\Pi_{i-1}} \Omega_{\Pi_{i-1}} \bar{p}_{\Pi_{i-1}} - \Delta Q}{\bar{p}_{\Pi_i}}, \quad (4.1)$$

де ΔQ – сумарний об'єм закачування (відбирання) газу за момент часу

$$\Delta t (\Delta t = t_i - t_{i-1}).$$

Особливості розрахунку технологічних параметрів циклічної експлуатації ПСГ. При розрахунку технологічних параметрів відбирання газу з ПСГ в умовах газового режиму використовують ті ж рівняння, що і при визначенні показників розробки газового

покладу.

Основні розрахункові формули для періоду закачування газу мають такий вигляд:

рівняння матеріального балансу:

$$\tilde{p}_{пл}(t) = \left(\frac{\tilde{p}_к(t)}{Z(\tilde{p}_к)} + \frac{Q_{зак}(t)}{\Omega} \right) Z(\tilde{p}), \quad (4.2)$$

де $\tilde{p}_к$ – мінімальний середньозважений за об'ємом порового простору тиск в ПСГ у кінці періоду відбору газу;

$Q_{зак}(t)$ – сумарний об'єм газу, закачаного в ПСГ на момент часу t , зведений до стандартних умов;

рівняння припливу газу до вибою свердловини:

$$\tilde{p}_{виб}^2(t) - \tilde{p}_{пл}^2(t) = A(t)q(t) + B(t)q^2(t). \quad (4.3)$$

Для першої фази неусталеної фільтрації газу коефіцієнт фільтраційного опору $A(t)$ в рівнянні (4.3) залежить не тільки від середніх значень коефіцієнтів динамічної в'язкості і надстисливості газу $(\mu Z)_{ср}$, але є також функцією положення радіуса збуреної зони пласта $R(t)$, який визначається за формулою:

$$R(t) = \sqrt{R_c^2 + 4xt}, \quad (4.4)$$

де x – коефіцієнт пр'єзопровідності газового пласта.

Для другої фази неусталеної фільтрації газу $R(t) = R_c$.

Рівняння зв'язку вибійного тиску $p_{виб}(t)$, тиску на головці свердловини $p_y(t)$ і робочого дебіту газу $q(t)$:

$$p_{виб}(t) = \sqrt{p_y^2 e^{2s} - \Theta q^2(t)}. \quad (4.5)$$

З рівнянь (4.3) і (4.5) одержані такі вирази для визначення робочого дебіту середньої свердловини при закачуванні газу:

$$q(t) = \frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2Bz_{\text{cp}}} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2Bz_{\text{cp}}}\right)^2 + \frac{p_{\text{виб}}^2(t) - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{Bz_{\text{cp}}}}, \quad (4.6)$$

або

$$q(t) = \frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2(Bz_{\text{cp}} + \Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2(Bz_{\text{cp}} + \Theta)}\right)^2 + \frac{p_y^2(t)e^{2s} - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{(Bz_{\text{cp}} + \Theta)}}. \quad (4.7)$$

При складанні технологічного проекту створення ПСГ виділяють два етапи відбирання газу.

Перший етап характеризується постійним відбиранням газу (як правило, протягом 90–120 діб) при постійній кількості свердловин. У цей період свердловини працюють в режимі постійного робочого дебіту $q = \text{const}$, який встановлюється виходячи з гранично-допустимої пластової депресії в кінці етапу або мінімального робочого тиску на вході ДКС.

Кількість експлуатаційних свердловин визначається за формулою

$$n = K_p \frac{Q}{q_{\text{cp}}}, \quad (4.8)$$

де Q – заданий постійний відбір газу, тис.м³/добу; q_{cp} – середній робочий дебіт свердловини при граничнодопустимій пластовій депресії в кінці етапу, тис.м³/добу.

Другий етап характеризується спадаючим відбором, який контролюється мінімальним робочим тиском на вході ДКС. Свердловини працюють в режимі постійного робочого тиску $p_y = \text{const}$. При цьому робочий дебіт у часі постійно зменшується. Кількість свердловин постійна або зменшується за рахунок виводу з експлуатації тимчасово обводнених свердловин.

Розрахунок технологічних показників експлуатації ПСГ для газового режиму проводять в такій послідовності:

1. Задають продуктивність ПСГ на відбирання чи закачування газу і знаходять кількість газу в ПСГ $\Sigma Q_{\text{ПСГ}}(t)$ на прогнозний момент часу.

2. Визначають поточний середній пластовий тиск в ПСГ:

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \frac{\sum Q_{\text{псг}}(t) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} z(\tilde{p}_{\text{пл}})}{\alpha_{\text{п}} \Omega_{\text{п}} T_{\text{пл}}} \quad (4.9)$$

3. Знаходять вибійний тиск і робочий дебіт середньої свердловини на момент часу t : при відбиранні газу – залежно від технологічного режиму експлуатації свердловин; при закачуванні газу – за тими ж методиками, в яких вибійний тиск і робочий дебіт середньої свердловини визначають за формулами (4.5) – (4.7).

4. Визначають робочий тиск у процесі відбирання чи закачування газу.

У випадку водонапірного режиму поточний середній пластовий тиск в ПСГ при відбиранні газу знаходять, виходячи з рівняння матеріального балансу для газового покладу при водонапірному режимі.

Схема облаштування ПСГ. Система облаштування газосховища містить в собі сукупність певним чином розміщених і з'єднаних між собою технічних засобів, необхідних для здійснення запроектованої технології створення та експлуатації ПСГ.

Система облаштування повинна забезпечувати:

- підготовку газу під час його відбору з ПСГ згідно з існуючими вимогами. Зокрема, у газі повинні бути відсутні тверді домішки, газовий конденсат, точка роси за вологою повинна бути не більше 10°C ;

- відсутність у газі під час його закачування механічних домішок, води, конденсату і машинного масла;

- замір кількості газу під час закачування та відбирання як для кожної свердловини зокрема, так і всього об'єкта зберігання в цілому;

- заданий робочий тиск на вході та виході ДКС при мінімальних втратах тиску у промислових комунікаціях.

Принципова технологічна схема облаштування сховища зображена на рис 4.5.

У сезон закачування газ із газопроводу 1 надходить до породовловлювача 2, де очищується від механічних домішок, води і конденсату, потім іде до компресорного цеху 3. Після стиснення газ охолоджується в апараті 4, проходить очистку від машинного масла в масловіддільнику (фільтрах) 5 і надходить до замірного пункту 6. Після заміру газ колектором 7 рухається до газорозподільного пункту 8, далі через шлейфи надходить до окремих свердловин.

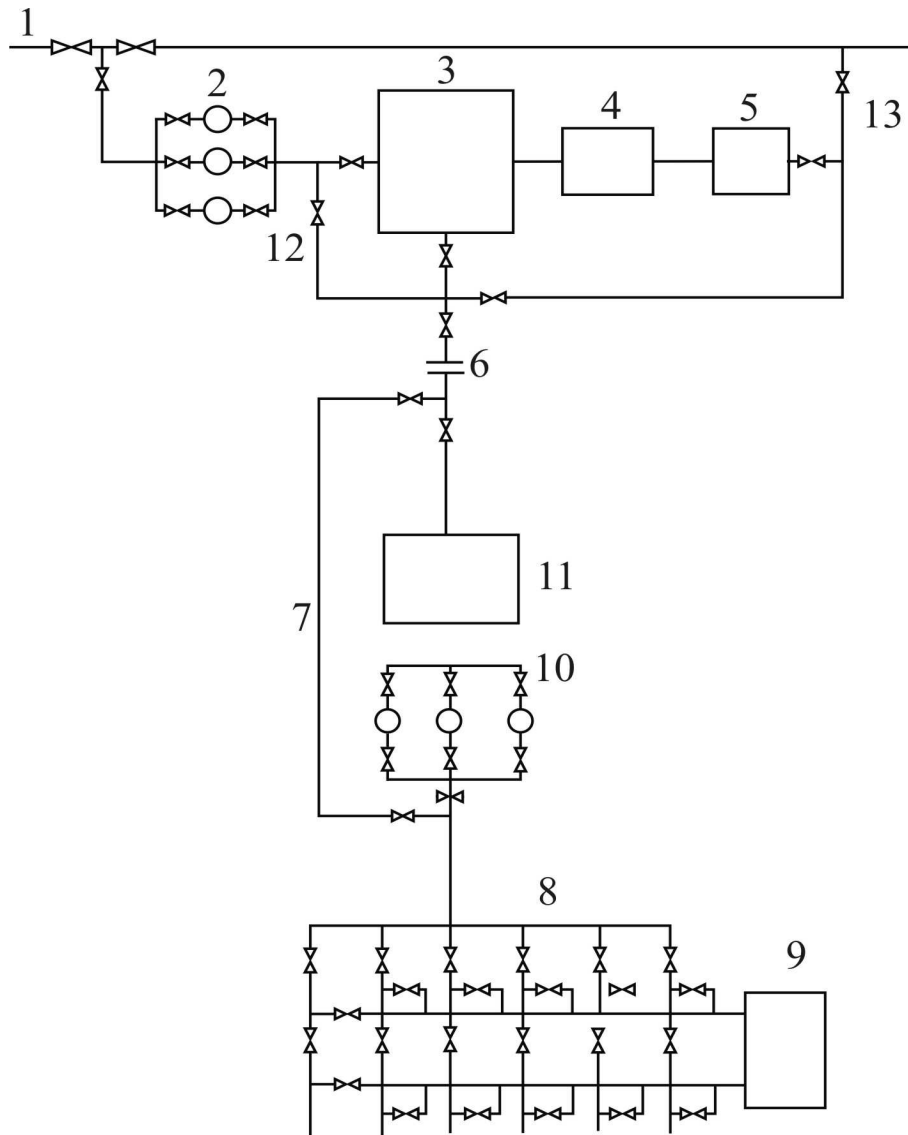


Рис.4.5. Принципова технологічна схема облаштування підземного сховища газу

Під час відбирання зі сховища газ через газорозподільчий пункт 8 надходить до системи очистки 10, де за допомогою газосепараторів відділяють рідкі та тверді домішки, далі йде до системи осушування 11. Осушений газ іде через замірний пункт до компресорного цеху 3, звідки після охолодження та очистки від машинного масла подається до газопроводу 1.

Для заміру робочих дебітів і проведення дослідницьких робіт на окремих свердловинах під час закачування і відбирання газу служить установка 9, укомплектована замірним приладом і газосепаратором. Під час безкомпресорного закачування чи відбирання газ може подаватися до сховища чи газопроводу через обхідні колектори 12

або 13. Осушування газу, як правило, відбувається за допомогою діетиленгліколю. Для його відновлення служить система регенерації.

У випадку утворення кристалогідратів у стовбурі свердловини, шлейфах чи газорозподільчому пункті застосовується метиловий спирт, який подається через спеціальні трубопроводи.

Компресорні цехи можуть бути укомплектовані поршневыми або відцентровими агрегатами. Із поршневих найбільш широко застосовуються компресори 10–ГКН або МК–8. Великі підземні сховища, як правило, укомплектовуються агрегатами типу Ц–6,3 і Ц–16, продуктивність яких становить відповідно 10 і 30 млн. м³/добу.

Залежно від конкретних промислово-геологічних умов схема облаштування сховища значною мірою може бути змінена. Так, при експлуатації ПСГ, створюваних у виснажених газоконденсатних і нафтових покладах, разом з газом може виноситись значна кількість рідких вуглеводнів (конденсату). Для його відділення використовують установки низькотемпературної сепарації або масляної абсорбції.

4.1.5 Буферний газ у підземному сховищі

Буферний газ призначений для створення в сховищі певного тиску в кінці відбору, при якому забезпечується необхідний дебіт газу, що отримується з сховища, дотримуються вимоги охорони надр і умови транспортування газу до району споживання: для зменшення просування води в сховище; збільшення дебітів свердловин; зменшення ступеня стиснення газу на КС.

Що більший об'єм буферного газу, то більший тиск у сховищі і дебіт окремих свердловин, менша загальна кількість свердловин для відбору газу з сховища і ступінь стиснення газу на КС при подачі його споживачеві.

Об'єм буферного газу в підземному сховищі залежить від глибини залягання пастки, фізико-геологічних параметрів пласта-колектора, товщини пласта і кута нахилу структури, режиму експлуатації сховища, технологічного режиму експлуатації свердловин і тиску газу на головці свердловин в кінці періоду відбору газу. Цей тиск у свою чергу залежить від споживача, довжини, діаметру і пропускної спроможності сполучного газопроводу.

Об'єм буферного газу можна визначити з рівняння:

$$Q_{\text{б}} = \Omega_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{к}} p_{\text{а}}}, \quad (4.10)$$

де $\Omega_{\text{к}}$ – постійний об'єм порового простору газонасиченого колектора, м³; $\tilde{p}_{\text{к}}$ – середньозважений за об'ємом порового простору пласта тиск в ПСГ в кінці періоду відбору газу.

Якщо підземне сховище утворене в пастці зцементованого пласта великої потужності, то під час його експлуатації підшовна вода пересуватиметься вгору при відборі газу і вниз при закачуванні. Об'єм газонасиченої частини покладу в цьому випадку змінюється. Частина газу в кінці періоду відбору залишається в необводненій, інша – в обводненій частині колектора. *Режим експлуатації ПСГ за таких умов називається пружно-донапірним.*

Припустимо, що газонасичений колектор представлений міцними, зцементованими породами. Він не обмежує дебіт відбираного зі свердловини газу. Проте в цьому випадку на контакті газ – вода при відборі газу тиск розподіляється нерівномірно, найменший тиск буде під забоєм свердловини. Раніше плиска (до початку відбору газу) горизонтальна поверхня контакту «газ – вода» деформується, утворюючи під забоєм свердловини так званий *конус підшовної води*. При підйомі цієї води можливе обводнення свердловини. Свердловини на такому підземному сховищі експлуатуються в технологічному режимі граничного безводного дебіта. Конус підшовної води в цьому випадку займає стійке положення. Для подачі газу споживачеві компресорна станція часто не потрібна.

Об'єм буферного газу можна також визначити з рівняння:

$$Q_{\text{б}} = \Omega_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{к}} p_{\text{а}}} + \alpha_{\text{к}} (\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{к}}) \frac{\tilde{p}_{\text{в}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{в}} p_{\text{а}}} \quad (4.11)$$

або

$$Q_{\text{б}} = \frac{Q_{\text{а}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} [1 + \alpha_{\text{к}} (\psi - 1)]}{\psi \left(\frac{p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - \alpha_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} \right) - \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} (1 - \alpha_{\text{к}})}, \quad (4.12)$$

де $\Omega_{\text{н}}$ $\Omega_{\text{к}}$ – відповідно початковий (до початку відбору газу) і кінцевий необводнений об'єми порового простору ПСГ, м³;

$\tilde{p}_{\text{к}}$ $\tilde{p}_{\text{в}}$ – середньозважені за об'ємом відповідно необводненої і обводненої частини порового простору пласта приведені тиски, МПа;

$\alpha_{\text{к}}$ – коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони, частки одиниць;

$$\psi = \Omega_{\text{н}} / \Omega_{\text{к}}, \quad (4.13)$$

де $Q_{\text{а}}$ – об'єм активного газу, м³;

$p_{\text{н}}$ – приведений тиск в підземному сховищі до початку відбору газу, МПа.

Об'єм буферного газу, визначений з урахуванням технологічних умов експлуатації підземного сховища, часто не задовольняє економічним вимогам. При цьому витрати на зберігання газу за час роботи сховища більші від мінімальних. Буферний газ є продукцією, що має певну ціну. Зрозуміло, що чим вища ціна буферного газу, тим менше його повинно бути в сховищі за інших рівних умов.

Об'єм буферного газу окрім технологічних чинників залежить від капітальних вкладень в буріння свердловин, експлуатаційних витрат при їх роботі, вартості одиниці об'єму буферного газу і експлуатаційних витрат на його закачування і заповнення, капітальних вкладень в будівництво КС і експлуатаційних витрат на її роботу.

Об'єм буферного газу складає від 60 до 140 % робочого газу. Витрати на буферний газ і його закачування в ПСГ еквівалентні капітальним вкладенням при споруді ПСГ. Об'єм буферного газу, кількість експлуатаційних свердловин і потужність КС взаємозв'язані.

4.1.6 Розрахунки параметрів підземного сховища газу

Розрахункові параметри ПСГ визначаються за рекомендованою методикою.

Максимальний (активний) об'єм газу, який можна закачати в сховище, м³:

$$V_a = \Omega \cdot \left(\frac{P_k}{Z_k} - \frac{P_n}{Z_n} \right) \cdot 10, \quad (4.14)$$

де Ω – об'єм порового простору, м³;

P_n і P_k – початковий і кінцевий тиск у сховищі при закачуванні, МПа;

Z_n і Z_k – коефіцієнти стисливості газу при P_n і P_k .

Буферний об'єм газу в сховищі, м³:

$$V_b = 10 \cdot \Omega \cdot P_n. \quad (4.15)$$

Загальний об'єм газу в сховищі, м³:

$$V_3 = V_a + V_b. \quad (4.16)$$

Співвідношення об'ємів активного і буферного газу:

$$\eta = \frac{V_a}{V_b}. \quad (4.17)$$

Об'єм порового простору сховища при відборі газу:

$$\Omega = \frac{V_a}{P_k - P_n} \quad (4.18)$$

Забійний тиск можна визначити за формулою Г.А. Адамова:

$$P_3 = \sqrt{P_2^2 \cdot e^{2s} + \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z^2 \cdot T^2}{d^5} \cdot (e^{2s} - 1) \cdot Q^2}, \quad (4.19)$$

де P_2 – тиск газу на гирлі свердловин, МПа;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору фонтанних труб;

d – внутрішній діаметр труб, см;

Q – об'єм закачаного газу на одну свердловину, тис. м³/добу;

T – середня температура газу, К;

T_3 – температура газу в забої, К;

T_2 – температура газу на буфері свердловини, К;

e – основа натурального логарифма.

$$T = \frac{T_3 + T_r}{2} \quad (4.20)$$

Показник ступеня S визначається по формулі:

$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{Z \cdot T}, \quad (4.21)$$

де Δ – відносна густина газу за повітрям;

L – глибина свердловини, м.

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування:

$$P_y = \sqrt{P_3 e^{2S} - \frac{1,377 \cdot Z^2 \cdot T^2 \cdot Q^2}{d^5} \cdot (e^{-2S} - 1)}, \quad (4.22)$$

де P_3 – максимально допустимий тиск у сховищі, Па.

Показник ступеня $2S$ визначається за формулою:

$$2S = \frac{0,06833 \cdot \Delta \cdot t}{Z \cdot T}. \quad (4.23)$$

Необхідна кількість компресорів для закачування газу в пласт у кінці періоду закачування:

$$n_k = Q/q_k, \quad (4.24)$$

де q_k – продуктивність одного компресора, м³/добу.

4.1.7 Технологічні схеми збору, розподілу і обробки газу

Газ, що закачується в підземне сховище, стискається компресорами до необхідного тиску. В процесі стиснення газ нагрівається і забруднюється парами компресорного масла.

Сконденсовані на забої свердловини пари масла огортають зерна піску, зменшують перетин порових каналів і фазову проникність для

закачуваного газу. Це, у свою чергу, сприяє зменшенню витрат закачуваного газу і підвищенню тиску нагнітання. Тому нагрітий газ перед закачуванням в свердловину охолоджують з метою зменшення додаткової температурної напруги в арматурі фонтану, обсадній колоні, цементному камені за колоною, виникнення відриву цементного каменя від колони і утворення тріщин в ньому, тобто для збереження герметичності свердловин.

В процесі зберігання газ збагачується парами води. При відборі з його потоком виносяться суспензії (піщинки, частинки глини, цементного каменя тощо). Тому у багатьох випадках відбирання із сховища газ очищається від твердих суспензій і осушується від вологи.

До поверхневого устаткування ПСГ пред'являють такі вимоги:

1) обробка відбираного з ПСГ газу до товарних кондицій протягом повного циклу відбору газу і подачі його до магістрального газопроводу;

2) використання тиску газу для отримання товарних кондицій відбираного газу з сховища;

3) дистанційне керування і контроль (експлуатація без участі обслуговуючого персоналу);

4) відповідність законам про охорону навколишнього середовища.

На рис. 4.6 приведена схема устаткування ПСГ, згідно з якою передбачені компресорні цехи, блоки осушення газу і очищення його від механічних домішок і масла, газорозподільні пункти (ГРП) і свердловини. Компресорні цехи оснащені компресорами типу 10ГК і 10ГКМ, а також газомотокомпресорами типу 10ГКН. Для виміру кількості газу, що закачується, і відбираного зі свердловин, видалення вологи з газу при відборі, регулювання тиску закачування і відбору побудовані газорозподільні пункти, на яких встановлені сепаратори, автомати відключення і будівлі, де знаходяться регулюючі клапани і витратоміри для кожної свердловини.

Принципові технологічні схеми облаштування ПСГ при нагнітанні і відборі газу наведено на рис. 4.7.

Закачування газу. Газопроводом діаметром 500 мм під тиском 2,5 – 3,6 МПа газ, заздалегідь очищений від зважених твердих частинок і краплинної вологи у вертикальних масляних пиловловлювачах, прямує до газомоторних компресорів типу 10ГК

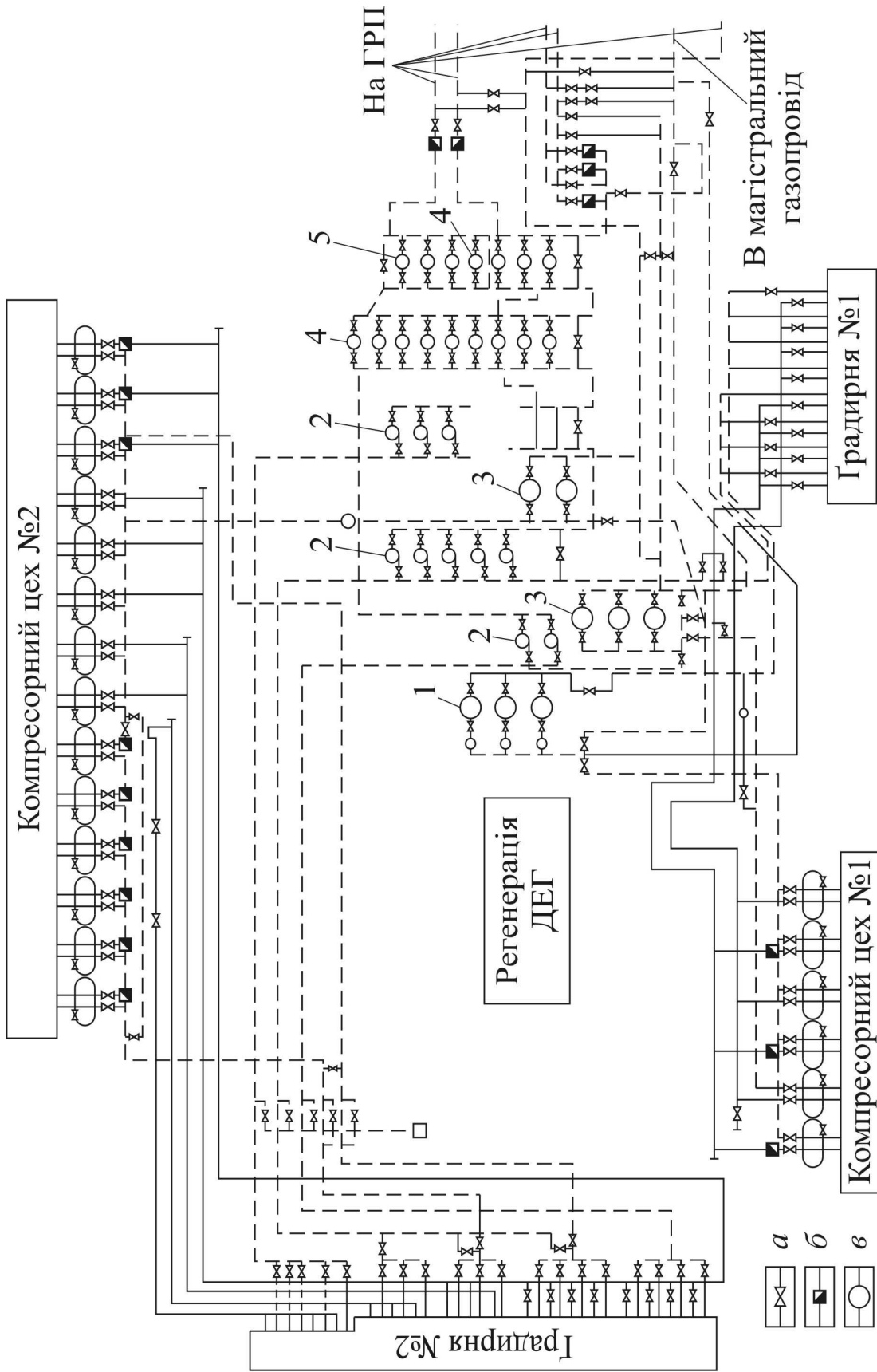


Рис.4.6. Схема устаткування підземного газосховища.

*1 і 2 – циклонні сепаратори; 3 – пилловловлювачі; 4 – вугільні адсорбери; 5 – керамічні фільтри;
а – кран або засувка; б – зворотний клапан; в – вимірна діафрагма*

для компримування в два ступені. Потім він поступає на установку очищення від компресорного масла, де послідовно проходить через чотири ступені очищення: циклонні сепаратори 1 (гарячий газ); циклонні сепаратори 2 (охолоджений газ); вугільні адсорбери 4 і керамічні фільтри 5.

У сепараторах уловлюються крупні частинки масла (20 – 30 мкм), а дрібніші – у вугільних адсорберах. Сорбентом служить активоване вугілля у формі циліндриків діаметром 3 – 4мм і висотою 8мм. Насичений маслом сорбент регенерують за допомогою пари.

Найтонше очищення від дрібнодисперсних масляних частинок здійснюється в керамічних фільтрах, які мають певні коефіцієнти проникності і пористості. Керамічний фільтр складається з трубок, виготовлених з фільтруючого матеріалу, один кінець яких наглухо закритий. Трубки розміщено групами в міцному корпусі. Показник забруднення трубок – збільшення перепаду тиску на вході і виході фільтру понад 0,027 МПа. Регенерацію фільтруючих трубок здійснюють шляхом зворотного продування і промивки розчинниками твердих і рідких частинок. Досвід експлуатації споруди з очищення газу від масла показав їх достатню ефективність. У 1000м³ газу, що закачується в пласт після очищення, міститься 0,4 – 0,5г масла. Пройшовши ці апарати, охолоджений і очищений від масла газ поступає газозбірним колектором на ГРП, де його потік розділяється по свердловинах і заміряється кількість газу, що закачується в кожен свердловину.

Відбір газу. При відборі газ із свердловин поступає на ГРП індивідуальними шлейфами. З газом, який відбирають зі сховища, може виноситися пісок навіть при дуже невеликих депресіях (0,03 – 0,04 МПа). Для запобігання винесення піску з пласта в свердловину забій її обладнують спеціальними фільтрами або призабійною зоною укріплюють терпкими речовинами. Волога, що уловлюється на ГРП, автоматично скидається в спеціальні ємності вимірів.

Далі газозбірним колектором газ поступає до установки осушення, звідки при точці роси – 2° потрапляє до магістрального газопроводу. Для осушення газу використовують діетилен-гліколь (ДЕГ). Блок осушення складається з котельної, двох – трьох абсорберів – контакторів, випарної колони, холодильників-випарювачів і насосної.

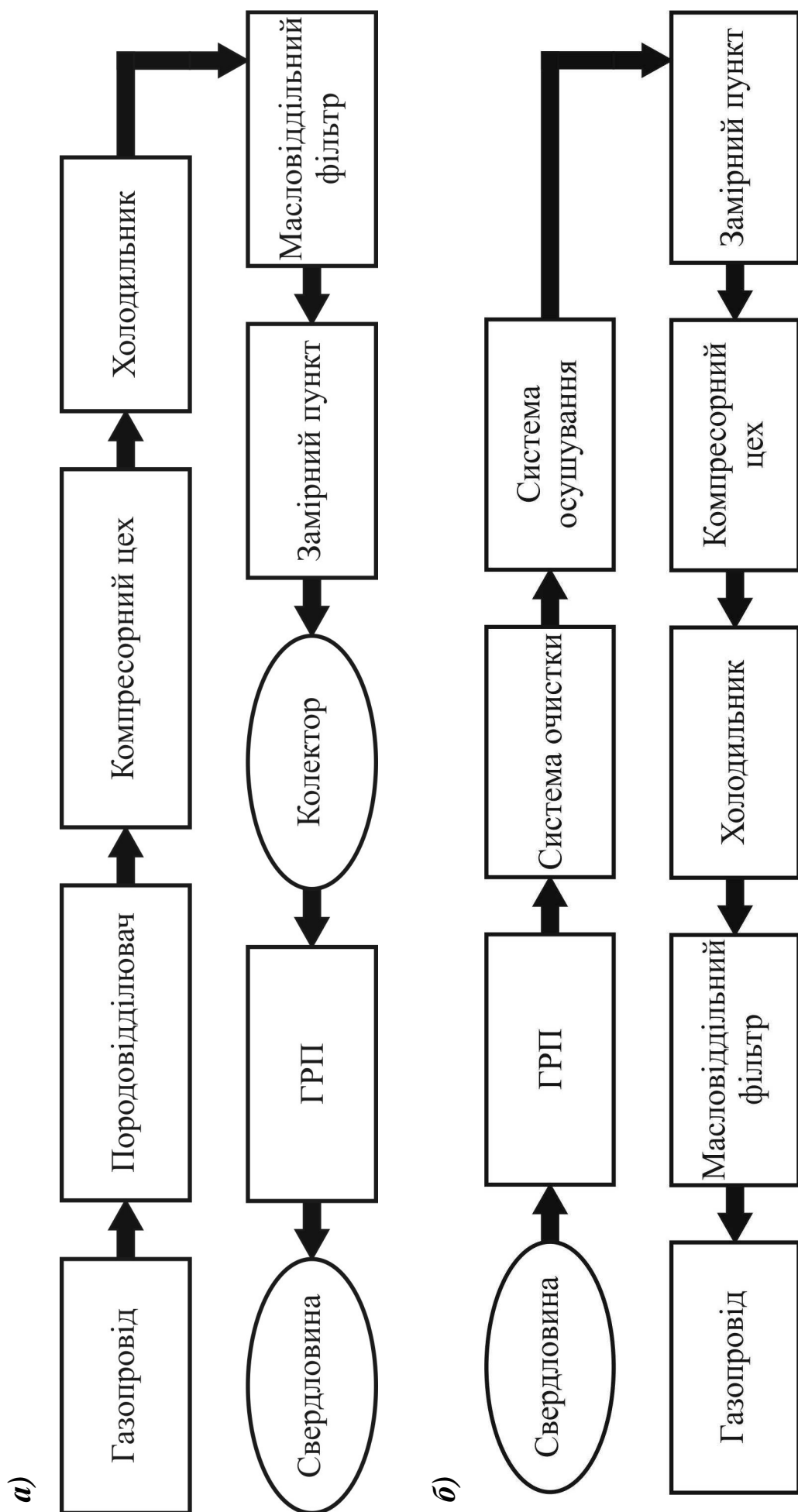


Рис.4.7 Принципова технологічна схема облаштування ПСГ:

а) при нагнітанні газу;

б) при відборі газу.

У контакторах газ проходить через шар 94%–ного ДЕГ, що знаходиться на тарілках. ДЕГ поглинає пари води, а осушений газ поступає у верхню частину контактора, де встановлена спеціальна насадка для уловлювання крапель, що відносяться потоком газу. Насичений ДЕГ регенерує за допомогою перегрітої пари у випарювальній колоні. Вологу у вигляді пари відводять в атмосферу. Процес осушення газу повністю автоматизований. ДЕГ уловлюється в сепараторах і з відбійників подається на регенерацію.

Наявність парів масла в стислому газі, необхідність його охолодження вимагають будівництва складних і дорогих установок і устаткування на території ПСГ. Для здешевлення і спрощення технології підготовки газу до закачування і обробки відбіраного з сховища газу доцільно застосовувати багатоступінчаті відцентрові нагнітачі. Як привід для відцентрових нагнітачів можна використовувати авіаційні двигуни АІ-20, НК-12МВ.

4.1.8 Експлуатація підземних сховищ газу

До складу підземних сховищ газу відносяться:

- штучний газовий поклад з об'ємами буферного та активного газу;
- компресорна станція;
- установка підготовки газу;
- свердловини усіх категорій;
- газопровід – підключення;
- промислова газозбірна система (внутрішньопромислові трубопроводи);
- будівлі й споруди;
- об'єкти утилізації пластових, стічних і промислових вод;
- інші передбачені проектом об'єкти.

На ПСГ до початку експлуатації мають бути підготовлені:

- компресорна станція для закачування газу;
- установки очищення газу від рідини та механічних домішок на вході КС;
- трубопроводи, колектори, сепараційні установки з регулюючою і запірною арматурою;
- установки осушення газу, регенерації метанолу (ДЕГ);
- допоміжні споруди й устаткування.

Технологічним режимом закачування (відбору) ПСГ

Розділ 4. Підземне зберігання газу

визначаються об'єм і тривалість закачування (відбору) газу, періодичність циклів та інші показники. Не допускаються відтік газу за межі проектного контура і перетік газу в інші горизонти. Має бути забезпечений постійний контроль за вмістом у газі "закачування" і "відбору" води, конденсату та інших компонентів.

Експлуатація свердловин ПСГ допускається тільки ліфтовими трубами; експлуатація свердловин експлуатаційною колоною не допускається.

Згідно з технологічними режимами експлуатації ПСГ має бути встановлений оптимальний режим, який забезпечує заплановані обсяги закачування і відбору газу з урахуванням таких факторів:

- запобігання виносу піску;
- запобігання обводненню свердловини в процесі відбору газу;
- недопустимості гідратоутворення й утворення піщаних пробок у стволі свердловини;
- необхідності підтримування заданого гирлового тиску;
- працездатності фільтра.

Режим роботи свердловини регулюється штуцером, встановленим на газозбірному пункті або гирлі.

Нормальна експлуатація ПСГ зв'язана з регулярними дослідженнями свердловин, які поділяються на поточні, контрольні і спеціальні.

Поточні – з метою встановлення технологічного режиму роботи і перевірки продуктивної характеристики свердловини.

Контрольні – для вибіркової перевірки стану окремих свердловин.

Спеціальні – з метою з'ясування причин, які впливають на продуктивну характеристику й умови експлуатації свердловин і сховища в цілому.

Із моменту пуску ПСГ у промислову експлуатацію мають бути організовані замір і облік кількості газу, який використовується для створення сховища і закачаного та відібраного газу при експлуатації, витрат на технологічні операції, а також облік усіх видів втрат газу.

Контроль за експлуатацією ПСГ, що визначається технологічною схемою, здійснюється у дві стадії:

- при дослідно-промисловій експлуатації;
- при циклічній експлуатації.

У період дослідно-промислової експлуатації контролюються герметичність сховища, стан свердловин, уточнюються темпи

заповнення, формування контуру покладу, зміни тиску.

У період циклічної експлуатації продовжується нагляд за станом свердловин, змінами границі газонасиченої зони, герметичністю сховища. Проводиться газова зйомка площі сховища.

Резервуарно–кранова аналогія експлуатації ПСГ

Наочне управління про призначення і роботу буферного газу дає гідравлічна так звана "резервуарно-кранова" аналогія (рис.4.8). Кількість робочої рідини в резервуарі змінюється між рівнями, позначеними буквами А та В, що асоціюється з активним об'ємом газу в ПСГ. Точка А показує початок відбору рідини при повному заповненні резервуара та асоціюється із пластом сховища за максимального пластового тиску. Позначка В показує рівень, за якого рідина під час витікання з крану ледве досягає ємності, що асоціюється з ринком. В середині сезону відбирання газу рівень робочої рідини С, знаходячись між рівнями А і В, показує доставку товару на ринок. Для успішного проведення операції необхідний буфер, що знаходиться нижче рівня В. З рис. 4.8 видно, що кількість рідини між рівнями В і D можна відібрати, але це не робиться у зв'язку з потребою мати відповідний рівень води для доставки товару на ринок.

Позначення D указує рівень, необхідний для роботи крана взагалі. На дні резервуара (зона EG) показано пористу та здатну адсорбувати рідину породу. З рис. 4.8. видно, що після зняття кірки з абсорбованих порід збільшується дренавання рідини, але деяка частина її залишається в резервуарі. Ця аналогія ілюструє фізичний зміст частини буферного об'єму, який фізично неможливо відібрати.

Для роботи зі знизеним буферним об'ємом в зоні DE потрібні додаткові витрати, що в гідравлічній аналогії означає потребу встановлення насоса з двигуном для забезпечення доставки товару на ринок. Вартість насоса з двигуном, їх встановлення та експлуатація аналогічні експлуатації сховища за нижчого пластового тиску, з дорогими додатковими компресорами, установками осушення та очищення, свердловинами тощо.

Чітке уявлення про природу і призначення буферного газу допоможе економічно обґрунтовано підходити до проектування та експлуатації ПСГ.

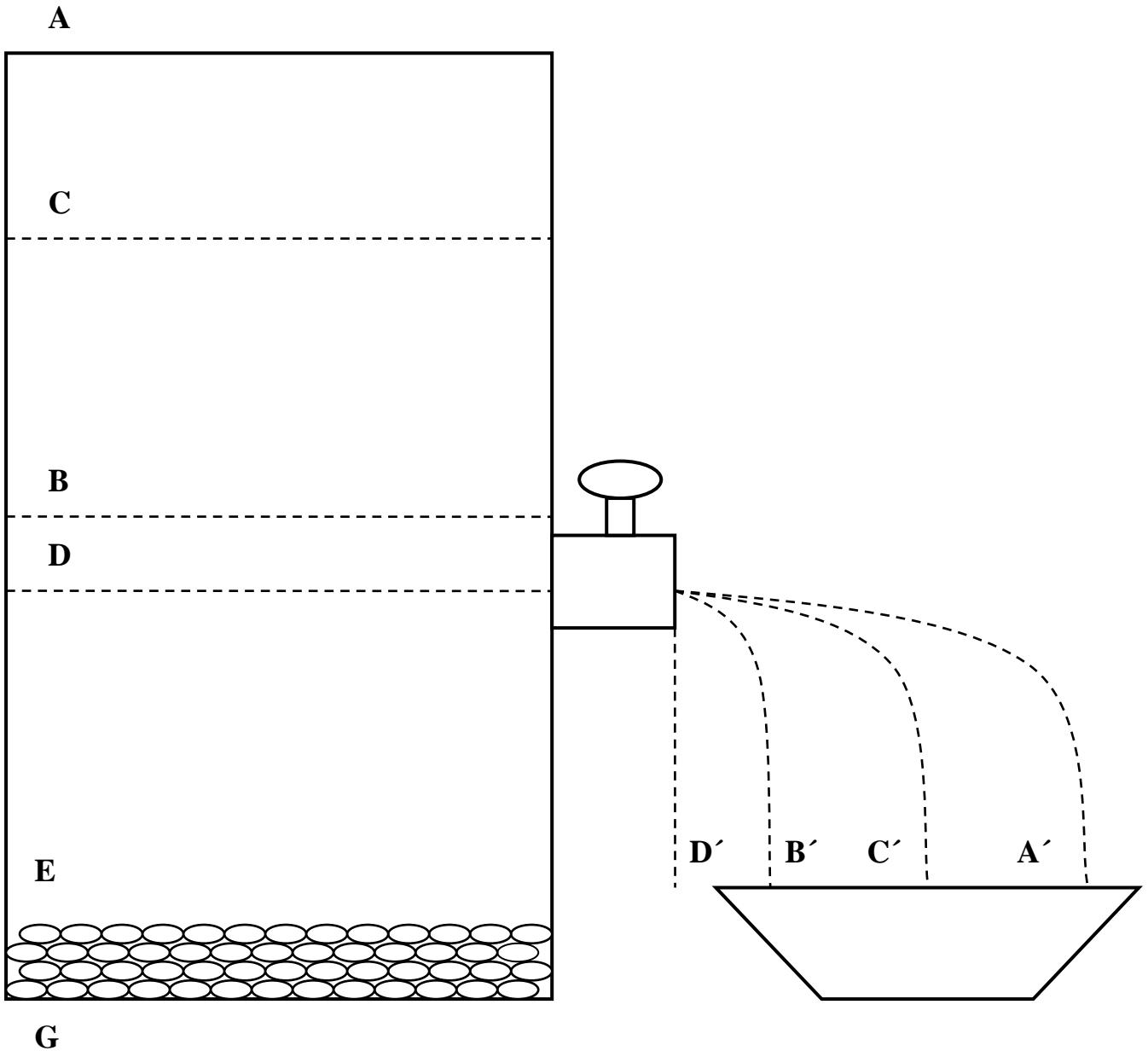


Рис. 4.8 Резервуарно–кранова аналогія експлуатації ПСГ

Приклад 4.1

Визначити акумулюючу здатність кінцевої ділянки газопроводу довжиною $L = 100$ км, діаметром $D = 1220$ мм, з товщиною стінки $\delta = 14$ мм при середніх тисках у газопроводі $P_{\text{середн.мах}} = 6$ МПа, $P_{\text{середн.мін}} = 2$ МПа.

$$V_{\text{ак.}} = 10 \frac{3,14 \cdot 1,192^2}{4} \cdot 10^5 \cdot (6 - 2) = 4,46 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

Приклад 4.2

Визначити активний і буферний об'єми сховища, загальний об'єм і співвідношення об'ємів при таких даних:

- об'єм порового простору $\Omega = 22 \cdot 10^6 \text{ м}^3$;
- початковий тиск у сховищі при закачці $P_{\Pi} = 2,5 \text{ МПа}$;
- кінцевий тиск $P_K = 7 \text{ МПа}$;
- коефіцієнти стисливості Z_{Π} і Z_K для спрощення розрахунку приймаємо таким, що дорівнюють.

Тоді за формулами 4.14; 4.15; 4.16 одержуємо:

$$V_a = 22 \cdot 10^6 \cdot (7 - 2,5) \cdot 10 = 0,99 \cdot 10^9 \text{ м}^3;$$

$$V_6 = 10 \cdot 22 \cdot 10^6 \cdot 2,5 = 0,55 \cdot 10^9 \text{ м}^3;$$

$$V_3 = 0,99 \cdot 10^9 + 0,55 \cdot 10^9 = 1,54 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Співвідношення активного і буферного об'ємів

$$\eta = \frac{0,99}{0,55} = 1,8.$$

Приклад 4.3

Визначити максимальний забійний і гирловий тиск у кінці періоду закачки газу за таких вихідних даних:

- початковий тиск у сховищі $P_{\Pi} = 2,5 \text{ МПа}$;
- об'єм порового простору $\Omega = 22 \cdot 10^6 \text{ м}^3$;
- потужність пласта $h = 12 \text{ м}$;
- кількість нагнітальних свердловин $n = 10$;
- об'єм закачування газу $Q = 900 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$;
- максимально допустимий тиск у сховищі $P_{\max} = 8 \text{ МПа}$;
- глибина свердловини $L = 780 \text{ м}$;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони $d = 13,2 \text{ см}$;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб $\lambda = 0,02$;
- відносна густина газу за повітрям $\Delta = 0,6$;
- температура газу в приймальному колекторі $T = 280 \text{ К}$;
- коефіцієнт стисливості газу (приймаємо) $Z = 1$;
- температура газу в забої $T_3 = 293 \text{ К}$;
- продуктивність компресора $q_k = 576 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$.

Забійний тиск розраховуємо за формулою 4.20, попередньо визначивши значення T , S , P_r , за формулами 4.20, 4.21:

$$T = \frac{280 + 293}{2} = 287^\circ\text{K};$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot 0,6 \cdot 780}{1 \cdot 287} = 0,055;$$

$$P_3 = \sqrt{8^2 \cdot e^{2 \cdot 0,055} + \frac{1,377 \cdot 0,02 \cdot 1 \cdot 287^2}{13,2^5}} \times \sqrt{(e^{2 \cdot 0,055} - 1) \cdot 90^2} = 8,6 \text{ МПа.}$$

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини розраховуємо за формулою 4.22, попередньо визначивши показник ступеня $2S$ за формулою 4.23:

$$2S = \frac{0,06833 \cdot 0,6 \cdot 780}{1 \cdot 287} = 0,11;$$

$$P_3 = \sqrt{8,6^2 \cdot e^{-0,11} - \frac{1,377 \cdot 1 \cdot 287^2 \cdot 90^2}{13,5^2} \cdot (e^{-0,11} - 1)} = 8,15 \text{ МПа.}$$

Кількість компресорів у кінці періоду закачування визначаємо за формулою 4.24:

$$n = \frac{900}{576} = 1,56.$$

Приймаємо 2 компресори.

4.2. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ У ВИСНАЖЕНИХ АБО ЧАСТКОВО ВИРОБЛЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

Виснажені газові родовища у багатьох випадках виявляються якнайкращими об'єктами для створення в них ПСГ, оскільки родовище повністю розвідане, відомі геометричні розміри і форма площі газоносності, геолого-фізичні параметри пласта, початковий тиск і температура, склад газу, зміна в часі дебітів свердловин коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B , режим розробки родовища, технологічний режим експлуатації, герметичність покритишки.

На родовищі є певний фонд видобувних, нагнітальних і наглядових свердловин, промислові споруди для отримання товарного газу.

При проектуванні будівництва підземного сховища у виснаженому газовому родовищі визначають:

- 1) максимально допустимий тиск;*
- 2) мінімальний необхідний тиск в кінці періоду відбору;*

- 3) об'єми активного і буферного газів;
 - 4) кількість нагнітально-експлуатаційних свердловин;
 - 5) діаметр і товщину стінок промислових і сполучного газопроводів;
 - 6) тип компресорного агрегату для КС;
 - 7) загальну потужність КС;
 - 8) тип і розмір устаткування підземного сховища для очищення газу від твердих суспензій при закачуванні його в пласт і осушення при відборі;
 - 9) об'єм додаткових капітальних вкладень, собівартість зберігання газу, термін окупності додаткових капітальних вкладень.
- Після цього проводять ревізію технологічного стану свердловин, устаткування гирла, промислових газопроводів, сепараторів, компресорів, визначають види ремонту, заміни, а також необхідність будівництва нових споруд.

Особливу увагу приділяють визначенню герметичності свердловин, швидкості і інтенсивності процесів металевого промислового устаткування і розробці заходів щодо боротьби з нею, комплексній автоматизації роботи всіх елементів устаткування підземного сховища, підвищенню продуктивності праці, охороні навколишнього середовища, джерел питної води у верхніх горизонтах.

4.2.1 Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму

Схема виснаженого газового родовища типу пласта приведена на рис. 4.9. Відомі розміри і форма газонасиченого пласта, об'єм порового простору покладу, коефіцієнти пористості і проникності, тиск пластів і температура, склад газу, розміщення нагнітальних свердловин на площі газоносності, коефіцієнти фільтраційних опорів, зміна витрат закачуваного в сховище газу в часі.

Визначимо максимальний об'єм газу, який можна закачати в підземне сховище, зміну в часі тиску в сховищі, на забоях і гирлах нагнітальних свердловин, необхідне число компресорів для закачування газу. Фільтрацію газу в пласті приймемо ізотермічною, закон фільтрації газу – нелінійним.

Рівняння матеріального балансу газу при закачуванні його в сховище має вигляд:

$$N(t)dt = \Omega d(p/z), \quad (4.25)$$

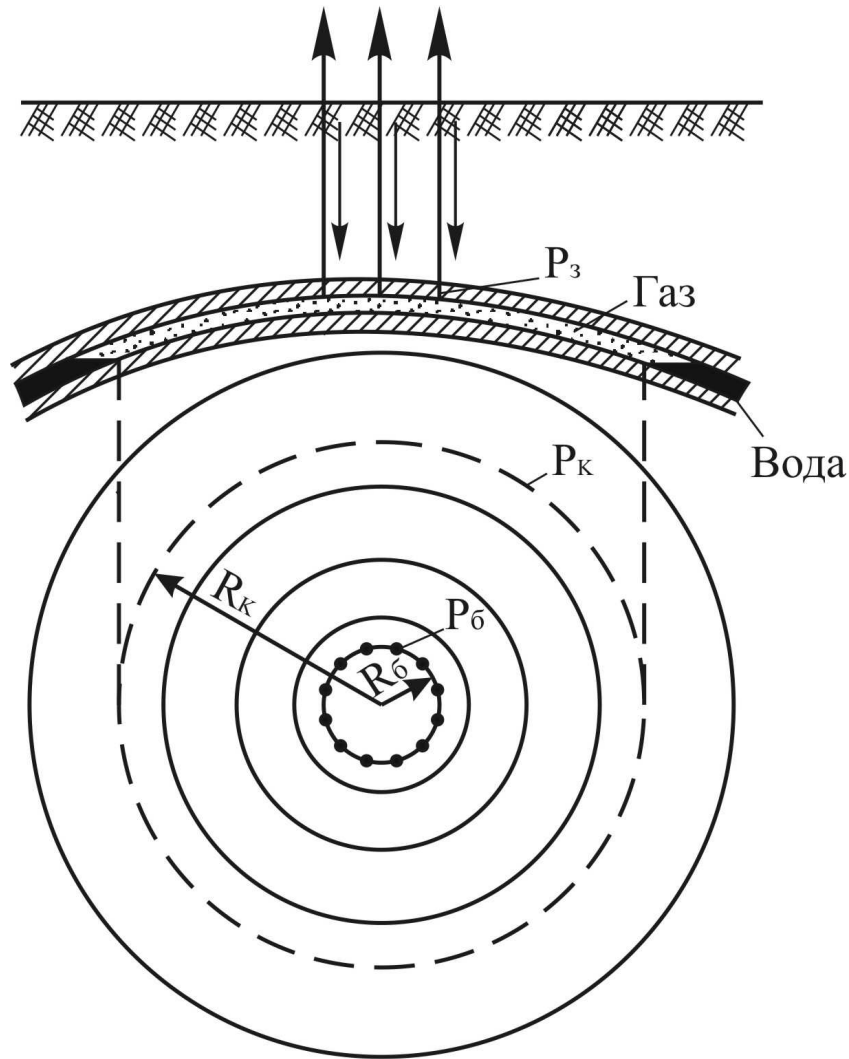


Рис. 4.9. Схема виснаженого газового родовища пластового типу

де $N(t)$ – задана витрата закачуваного в сховище газу, м³/доб;

Ω – постійний газонасичений об'єм порового простору сховища, м³;

$p = \tilde{p} / p_a$ – безрозмірний середньозважений за об'ємом порового простору пласта тиск в сховищі;

z – коефіцієнт надстисливості газу.

Інтегруючи рівняння (4.25) від 0 до t і від p_H до p_K , отримаємо:

$$Q_3 = \int_0^t N(t)dt = \Omega \left(\frac{p_K}{z_K} - \frac{p_H}{z_H} \right). \quad (4.26)$$

Для наближеного визначення тиску на забої нагнітальних свердловин при закачуванні газу з постійним темпом використовуємо формулу:

$$p_3^2 - p_k^2 = AQ + BQ^2, \quad (4.27)$$

де

$$A = \frac{116 \mu_0 z_0 T_0}{\pi k h p_a T_c} \left(\ln \frac{R_k}{R_c} + \xi_1 + \xi_2 \right);$$

$$R = R_c + 1,5\sqrt{xt}; \quad x = \frac{kp_k}{m\mu_0};$$

$$B = \frac{63 \cdot 10^6 \cdot p_a \cdot T_0^2 [1 + \xi_1^1 + \xi_2^1]}{(k/m)^{3/2} 2\pi^2 h^2 T_c^2 R_c p_a 0,746 \cdot 10^4}.$$

Після досягнення R значення R_k при рівномірному розміщенні свердловин на площі газоносності:

$$R_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}}, \quad (4.28)$$

а при батарейному розміщенні свердловин:

$$R_k = L_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}} \quad (4.29)$$

перша фаза несталої фільтрації закінчується, починається друга фаза рівномірно – несталої фільтрації, при якій замість p_k підставляємо значення \tilde{p} :

$$\tilde{p} = \left(\frac{p_k}{z_k} + \frac{N t p_a}{\Omega z_a} \right) \tilde{z}, \quad (4.30)$$

тобто вважаємо, що тиск на контурі питомої площі його підвищення \tilde{p}_k дорівнює середньозваженому за об'ємом дренажування p_d , який у свою чергу дорівнює середньозваженому за об'ємом порового простору сховища \tilde{p} : $\tilde{p}_d \approx \tilde{p}$.

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини визначимо за формулою Р. А. Адамова:

$$p_s = \sqrt{p_3^2 e^{-2s} - \frac{1,377 \cdot 10^{-2} z^2 \tilde{T}^2 \lambda Q^2}{d^5} (e^{-2s} - 1)}, \quad (4.31)$$

де

$$2s = 0,06833\Delta L / \tilde{z}\tilde{T}.$$

Кількість компресорів, необхідних для закачування газу в сховище, знаходимо, вважаючи, що КС розташована поблизу нагнітальних свердловин і втрати тиску газу на шляху «КС – свердловина» малі:

$$n_k = N(t) / q_k,$$

де q_k – витрати газу, що закачується в пласт одним компресором відомого типу.

Приклад.4.4

Визначити максимальний об'єм газу в сховищі, максимальний забійний і гирловий тиск в кінці періоду закачування, кількість поршневих компресорів, необхідну для закачування газу, при наступних початкових даних: початковий тиск в сховищі $p_k=3,6$ МПа; об'єм порового простору сховища $\Omega = 10 \cdot 10^6$ м³; коефіцієнт проникності $k = 0,5$ мкм²; коефіцієнт пористості $m = 0,2$; коефіцієнт динамічної в'язкості газу $\mu_0 = 0,012$ МПа · с; товщина пласта $h = 10$ м; радіус гідродинамічно досконалої за ступенем і характером розрізу пласта свердловини $R_c = 0,1$ м; кількість нагнітальних свердловин $n = 5$; постійна витрата газу, що закачується в сховище, $N(t)=0,5 \cdot 10^6$ м³/доб; максимально допустимий тиск в сховищі $p_{\max} = 7$ МПа; глибина свердловин $L = 500$ м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – $d = 0,132$ м; коефіцієнт гідравлічного опору труб $\lambda = 0,02$; відносна щільність закачуваного газу за повітрям $\Delta = 0,6$; тиск в приймальному колекторі компресора $p_v = 1,7$ МПа; температура газу в приймальному колекторі компресора $t_v = 20$ °С; геометричний об'єм, описуваний поршнями компресора, $V_{\Pi} = 26650$ м³/доб; об'єм шкідливого простору циліндрів компресора $C = 0,1$; показник стиснення газу в циліндрах компресора $m_1 = 1,2$; для спрощення розрахунків приймемо коефіцієнт надстисливості газу $z = 1$; розміщення свердловин на площі газоносності рівномірне, коефіцієнт фільтраційного опору $B = 0$.

Максимальний об'єм газу, який можна закачати в сховище:

$$Q_3 = 10 \cdot 10^6 (70 - 36) = 340 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Час закачування газу в сховище:

$$t = 340 \cdot 10^6 / 0,5 \cdot 10^6 = 680 \text{ діб.}$$

Загальний об'єм газу в сховищі:

$$Q_0 = 10 \cdot 10^6 \cdot 36 + 340 \cdot 10^6 = 700 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Співвідношення об'ємів активного і буферного газів:

$$Q_a/Q_0 = 340 \cdot 10^6 / 360 \cdot 10^6 = 0,945.$$

Тиск на забої свердловини в кінці періоду закачування визначимо за видозміненою формулою (4.27) при $p_k = p_{max}$, $R = R_k$, $\xi_1 = 0$, $\xi_2 = 0$:

$$p_z = \sqrt{p_{max}^2 + \frac{N(t) \ln \frac{R_k}{R_c}}{nA_p}} = \sqrt{4900 + \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,3 \ln \frac{565}{0,1}}{5 \cdot 1,13 \cdot 10^4}} = 7,05 \text{ МПа};$$

$$A_p = \frac{\pi k h p_a T_c}{116 \mu_0 z_0 T_0} = \frac{3,14 \cdot 0,5 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot 293}{116 \cdot 0,012 \cdot 1 \cdot 293} = 1,13 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{ддобу}$$

$$R_k = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 5}} = 565 \text{ м.}$$

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування газу:

$$p_2 = \sqrt{4970 \cdot 0,935 - \frac{1,377 \cdot 1^2 \cdot 0,02 \cdot 293 \cdot 100^2}{13,2^5} (0,935 - 1)} = 6,83 \text{ МПа.}$$

Кількість компресорів, необхідних для закачування газу в сховище в кінці періоду закачування:

$$n_k = \frac{0,5 \cdot 10^6}{26650 \cdot 17 \left[0,97 - 0,1 \left(4,01^{1/1,2} - 1 \right) \right]} = 1,47.$$

Приймаємо два компресори.

4.2.2 Відбір газу при експлуатації ПСГ

При експлуатації ПСГ кількість відбираного газу визначають за графіком газоспоживання. ПСГ, як правило, розташоване на деякій відстані від району газоспоживання. З сховища газ поступає до споживачів під власним тиском або перекачується за допомогою компресорів. У першому випадку тиск газу на гирлі свердловин повинен дорівнювати тиску на виході компресора плюс втрати тиску

на шляху «свердловина – КС», в другому – тиску в приймальному колекторі компресора плюс втрати тиску на тому ж шляху.

Число добувних свердловин, необхідне при відборі газу, визначають з урахуванням середньодобового відбору газу з сховища, типу підземного сховища, пористості породи газонасиченого колектора, технологічного режиму експлуатації свердловин, схеми розміщення свердловин на площі газонасиченості.

Необхідне число свердловин і компресорів розраховують для двох найбільш важких періодів роботи підземного сховища: *пікового періоду* відбору газу (грудень або січень); *кінцевого періоду* відбору газу з сховища (березень – квітень).

У першому випадку максимальний відбір газу здійснюється при високому тиску, в другому випадку витрати відбираного газу з сховища менші й тиск газу в сховищі в цей період мінімальний.

Зміна середньозваженого за об'ємом порового простору сховища тиску при відборі газу описується формулою:

$$\frac{p_k}{z_k} = \frac{p_n}{z_n} - \frac{Q_d p_a}{\Omega z_a} \quad (4.32)$$

Умови відбору газу на забої свердловини у разі слабких зцементованих пісковиків приймемо у вигляді постійності градієнта тиску на поверхні забою свердловини:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial R} \right|_{R=R_c} = \frac{\varphi Q_{\max} + \psi Q_{\max}^2}{p_{3 \min}}, \quad (4.33)$$

де φ і ψ для гідродинамічно досконалих свердловин визначають за рівняннями:

$$\varphi = \frac{A}{2R_c \ln(R_k / R_c)}; \quad \psi = B / 2R_c.$$

Рівняння притоку газу до забою свердловини при нелінійному законі фільтрації має вигляд:

$$p_k^2 - p_3^2 = A Q + B Q^2, \quad (4.34)$$

де $Q = N_0/n$.

Шляхом спільного розв'язання приведених рівнянь можна визначити необхідну кількість видобувних свердловин для двох періодів, тиску на забої і гирлі свердловин, а також необхідну кількість компресорів.

Приклад 4. 5. Визначити необхідну кількість видобувних свердловин, кількість компресорів для двох найважчих режимів роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації при початкових даних, узятих для попереднього прикладу. Сумарний відбір газу зі сховища по місяцях (у % від загального об'єму відбираного газу з сховища): жовтень – 10, листопад – 25, грудень – 43, січень – 57, лютий – 75, березень – 90, квітень – 100; тиск на виході компресора $p_1 = 4,5$ МПа, загальний об'єм відбираного газу $Q_a = 100 \cdot 10^6$ м³. Витрата відбираного газу в грудні $N_0 = 0,6 \cdot 10^6$ м³/доб, у квітні $0,33 \cdot 10^6$ м³/доб. При постійному градієнті тиску на поверхні забою свердловини при лінійному законі фільтрації ($B = 0$; $\varphi = 0$) дебіт свердловини знаходимо з рівняння:

$$Q = C p_z, \quad (4.35)$$

де

$$C = 2\pi R_c h \left(\frac{k}{\mu} - \frac{\partial p}{\partial R} \right)_{R=R_c} = 2\pi R_c h v_{\max}. \quad (4.36)$$

За даними дослідження свердловин $C = 3000$ (м³/доб)/МПа. Початковий тиск пласта в сховищі $p_n = 4,1$ МПа.

Результати обчислень приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2.

Результати розрахунку числа видобувних свердловин і компресорів для двох періодів роботи ПСГ

Піковий період відбору (грудень)					Кінець періоду відбору (квітень)				
p_k , Па	p_z , Па	p_g , МПа	n	n_k	p_k , Па	p_z , Па	p_g , Па	n	n_k
3,67	3,33	3,20	6	1	3,1	2,75	2,34	4	1

4.2.3 Дослідження нагнітально–видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу

При створенні і під час циклічної експлуатації підземних сховищ газу проводять індивідуальні або групові дослідження свердловин.

Дослідження індивідуальних свердловин у сталих і несталих режимах під час відбору газу з підземних сховищ за методикою, застосованим приладам і устаткуванню не відрізняються від аналогічних досліджень свердловин на газових родовищах. Обробка результатів досліджень проводиться за інструкцією. Дослідження часто супроводжуються втратами газу в атмосферу, вимагають певного співвідношення тиску до і після штуцера при випробуванні свердловин з подачею газу до газопроводу.

Досвід показує, що у багатьох випадках можливе дослідження свердловин в процесі закачування газу в пласт при постійних витратах закачуваного газу:

а) при невеликій зміні середньозваженого за об'ємом порового простору пласта тиску в часі;

б) при порівняно постійних об'ємних газонасиченості пласта і газонасиченої потужності за час досліджень.

Такі умови можуть скластися через деякий час після початку закачування газу до пласта (1,5 – 2 міс).

У свердловину закачують газ при постійних, але різних витратах. Для кожної витрати газу вимірюють зразковими манометрами затрубний і буферний тиск і температуру газу при сталому режимі. Крім того, за наглядовою свердловиною, що знаходиться далеко від свердловин, через які закачують газ, визначають тиск в пласті за вимірами статичного тиску на гирлі свердловини або шляхом вимірювань свердловинними манометрами.

Після роботи свердловини протягом 15 – 20хв. на сталому режимі записують показники і вимірюють витрату закачуваного газу діафрагмовим витратоміром типу ДП. За наслідками досліджень будують графіки, за якими визначають коефіцієнти фільтраційного опору А і В.

Як приклад, в табл. 4.3 наведені дані досліджень свердловин на одному з підземних сховищ.

За графіком залежності $(p_3^2 - p_n^2)/Q = f(Q)$ знаходять:

$A = 0,14$ (доб/тис.м³)/МПа; $B = 0,003$ (доб/тис. м³)/МПа².

Рівняння руху газу в пласті від забою свердловини:

$$(p_3^2 - p_H^2) = 0,14 Q + 0,003 Q^2.$$

Таблиця 4.3.

Дані досліджень свердловин в процесі закачування газу до пласта

Режим	p_3 , МПа	p_H , МПа	t_r , °C	Q , $\frac{\text{тис.м}^3}{\text{доб}}$	p_H^* , МПа	$\frac{(p_3^2 - p_H^2)/Q,}{10^5 \text{ Па}}$ $\frac{\text{тис. м}^3 / \text{доб}}$
1	10,76	10,87	4244	141,2	11,51	0,46
2	10,70	10,89	4749	188,6	11,51	0,62
3	10,76	10,97		297,3	11,51	0,86
4	10,76	11,05		410,1	11,51	1,11

* p_H – тиск в підземному сховищі на початку дослідження свердловини.

У разі забруднення і засмічення забою свердловини при закачуванні газу крива $p_3^2 - p_H^2 = f(Q)$ не буде проходити через початок координат.

За описаним методом отримують найбільш сприятливі результати досліджень в підземних сховищах газу типу пласта з крайовою водою або без неї, газонасичений пласт яких представлений гранулярними колекторами.

Технологічний режим роботи свердловин підземних сховищ залежно від режимів споживання газу при різному тиску пластів можна встановити на основі результатів групового дослідження всіх свердловин, що працюють на один збірний пункт.

4.2.4 Техніко–економічні розрахунки числа видобувних свердловин, об'єму буферного газу, потужності КС і глибини розташування ПСГ

Рівняння для визначення числа добувних свердловин має вигляд:

$$\frac{Q_a p_H C_6 f_3 t}{2C_n} = \frac{\sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \left(p_H - \sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \right)^2 \left(f_1 t + \frac{0,0038 Q_0 b t_0}{2,3 C_n n} \right)}{\frac{Q_0}{An^2} + \frac{2Q_0^2}{C^2 n^3}}, \quad (4.38)$$

Розділ 4. Підземне зберігання газу

де Q_a – активний об'єм сховища;

p_n – початковий тиск пласта;

C_b – вартість 1000м^3 буферного газу;

f_1, f_3 – річні норми амортизації свердловин і буферного газу відповідно;

t – час роботи сховища, роки;

C_n – вартість буріння, устаткування гирла і освоєння однієї свердловини;

Q_0 – постійний середньодобовий відбір газу з ПСГ;

n – кількість видобувних свердловин;

A, C – коефіцієнти, що враховують геолого-фізичні параметри пласта і властивості газу, визначені за даними досліджень свердловин;

t_0 – час відбору газу, роки;

b – річні експлуатаційні витрати (без реновації) за КС.

У праву частину рівняння необхідно підставити довільні значення n і побудувати графік залежності $n = f(n)$ (рис. 4.10). Далі підрахувати значення лівої частини рівності і по графіку визначити шукане n_0 .

Середній тиск в покладі в кінці відбору газу:

$$p_k = \sqrt{\frac{Q_0}{n_0 A} + \frac{Q_0^2}{C^2 n_0^2}}. \quad (4.39)$$

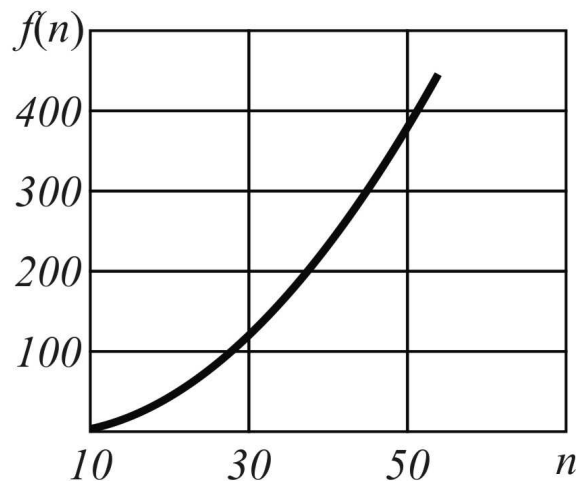


Рис.4.10. Графік залежності $f(n)$ від кількості видобувних свердловин n

Динамічний тиск на забої свердловини в кінці відбору газу:

$$p_z = Q_0 / C n_0. \quad (4.40)$$

Об'єм порового простору в кінці відбору газу:

$$\Omega_k = Q_a p_a / (p_n - p_k). \quad (4.41)$$

Об'єм буферного газу:

$$Q_b = \Omega_k p_k / p_a \quad (4.42)$$

Потужність КС в кінці відбору газу:

$$N_{kc} = 0,0038 Q_0 \lg(p_1 / p_2). \quad (4.43)$$

4.3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ У ВІДПРАЦЬОВАНИХ НАФТОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

Досвід експлуатації відпрацьованого нафтового родовища дозволяє отримати необхідний матеріал для оцінки можливості використання його як ПСГ. Факт існування нафтового родовища свідчить про герметичність покрівлі. Крім того, відомі об'єми здобутої нафти, газу і води, зміна тиску і дебітів за свердловинами, геолого-фізичні параметри пласта-колектора і фізичні властивості нафти, газу і води.

Проте необхідно ретельно обстежити, вибрати і відремонтувати старі покинуті або негерметичні свердловини, вивчити стан і герметичність шлейфів, промислових нафтопроводів, сепараторів та іншого устаткування для можливості їх використання в процесі підземного зберігання газу, реконструювати промислові газопроводи, побудувати нові установки для очищення і осушення газу, пробурити нові нагнітально-видобувні свердловини.

Одночасно з цим проводять дослідження з метою визначення майбутніх дебітів таких свердловин, режиму роботи ПСГ, максимально можливого об'єму витягування залишкової нафти, заходів щодо збільшення продуктивності нагнітально-видобувних свердловин, зміни складу газу в процесі підземного зберігання.

На рис. 4.11 приведені криві, побудовані за наслідками експлуатації нафтового родовища.

З графіків видно, що газонафтовий чинник Γ_n спочатку плавно збільшується, потім різко зменшується. Це свідчить про постійність об'єму порового простору, зайнятого нафтою, відсутність просування води до покладу, а також про те, що поклад експлуатується при режимі газованої рідини.

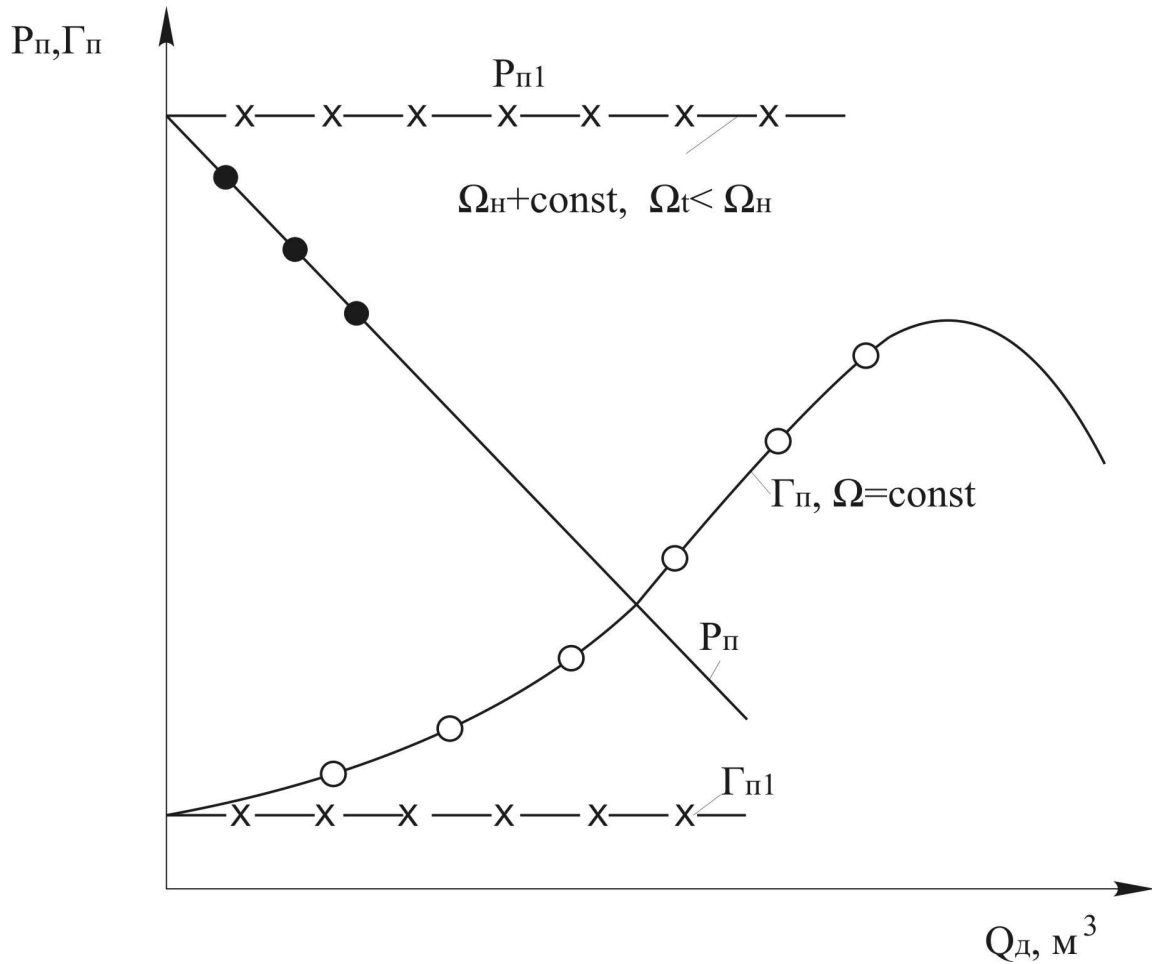


Рис. 4.11. Графіки залежності зміни тиску пласта $p_{пл}$ і газового чинника Γ_n від об'єму здобутої нафти Q_d ($\Gamma_n = Q_d/Q_H$)

Постійність або плавне збільшення газового чинника Γ_n свідчить про просування води в нафтовий поклад, зменшення об'єму порового простору, насиченого нафтою.

В процесі підземного зберігання газу в частково відпрацьованому нафтовому пласті газ не тільки витіснить нафту до вибоїв видобувних свердловин (або до периферії покладу), але й розчинить і випаровуватиме компоненти нафти і виноситиме їх з пласта на поверхню. На процеси витіснення, розчинення і випаровування нафти газом, який зберігається, впливають багато фізико-геологічних параметрів пласта-колектора, фізичні властивості нафти і газу, технологічні параметри роботи ПСГ.

4.3.1 Процеси в нафтовому покладі при підземному зберіганні газу

Основними з них є: коефіцієнти пористості, проникність, питома поверхня і її стан, об'єм залишкової води; неоднорідність пласта за площею і розрізом; тиск і температура; сила тяжіння;

густина залишкової нафти; співвідношення в'язкості газу і нафти; відношення об'єму газу, закачаного в пласт, до об'єму порового простору пласта тощо.

Нагнітальні свердловини доцільно розміщувати в склепінній частині структури, видобувні – в понижених частинах. Аналітичний розрахунок зменшення залишкової нафтонасиченості пласта в процесі підземного зберігання газу проводять на електронно-обчислювальних приладах.

4.3.2 Визначення максимальної ємності ПСГ

Розглянемо схему частково виробленого нафтового пласта, зображену на рис. 4.12. Загальний об'єм газу в сховищі складається з трьох частин: об'єму вільного газу в газовій шапці; об'єму газу, розчиненого в залишковій нафті; оклюдованого (розсіяного у вигляді окремих бульбашок в масі нафти) газу.

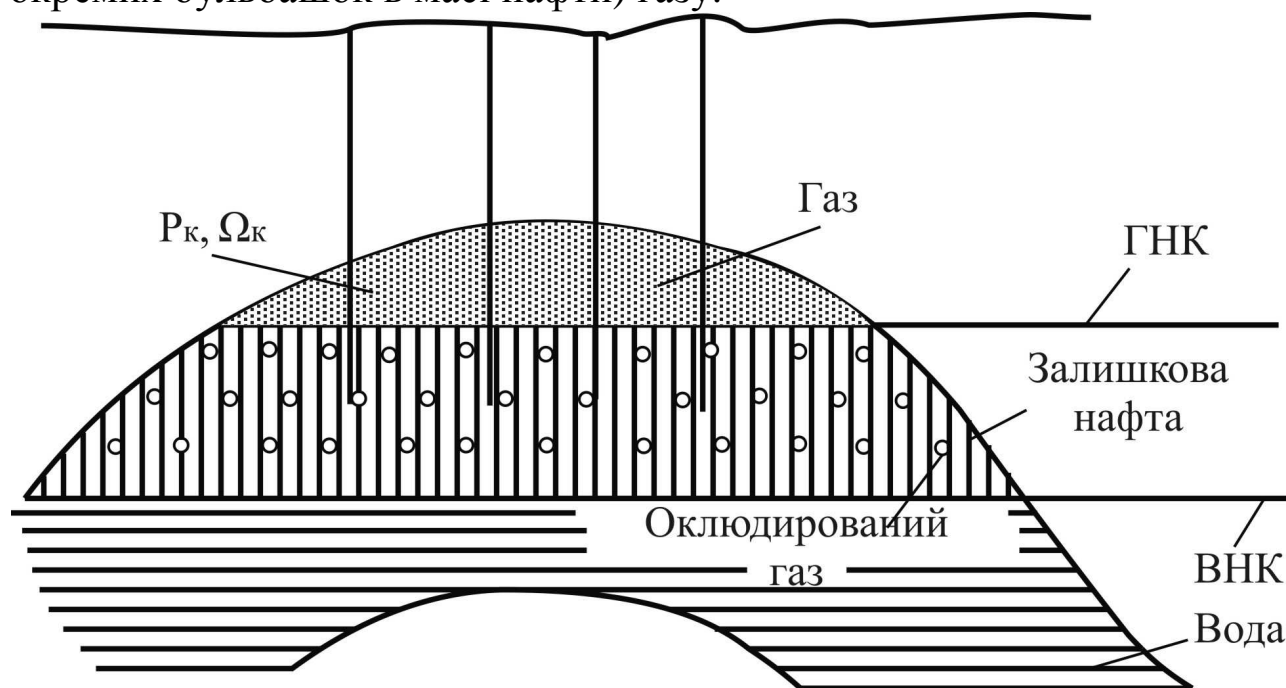


Рис. 4.12. Схематичний розріз нафтового покладу масивного типу в кінці експлуатації

Масу залишкової нафти в пласті V_0 виразимо як різницю між початковою масою V_3 і масою здобутої нафти V_d :

$$V_0 = V_3 - V_d; V_3 = Fhm_0(1 - S_v)\rho_H \quad (4.44)$$

Розділ 4. Підземне зберігання газу

де F – площа нафтонасиченого колектора, м^2 ;

h – середньозважена за площею F товщина нафтонасиченого пласта, м ;

m_0 – коефіцієнт абсолютної пористості, частки одиниці;

S_g – об'єм зв'язаної води, частки одиниці;

ρ_n – густина нафти за стандартних умов ($p = 0,1 \text{ МПа}$ і $t = 20^\circ\text{C}$).

При початковому тискові пласта p_n і температури пласта t_n в 1 т нафти розчиняється $\alpha \text{ м}^3$ газу.

Маса газу, кг , розчиненого в 1 т нафти:

$$G_r = \alpha \bar{\rho} 1,205 \frac{(273 + 20)}{(273 + t_n)},$$

де $\bar{\rho}$ – відносна густина газу за повітрям.

Густину газу ρ_k (при відомих $\bar{\rho}$ і ρ_n) у рідкій фазі можна визначити по відомих графіках.

Об'єм газу, м^3 в одиниці об'єму рідкої фази $V_{гж} = G_r / \rho_k$.

Загальний об'єм нафти, м^3 , насиченої газом, $V_n = 1 + V_{гж}$

Загальна маса цього об'єму $G_{гж} = G_r + \rho_n$.

Густина нафти, насиченої газом, $\text{кг}/\text{м}^3$, $\rho'_{нг} = G_{гж} / V_n$.

Значення $\Delta\rho_p$ – поправку на стисливість при тиску пласта і $\Delta\rho_t$ – поправку на збільшення об'єму при температурі пласта можна визначити таким чином. Реальна густина нафти, насиченої газами, в умовах пластів:

$$\rho_{нг} = \rho'_{нг} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_t.$$

Коефіцієнт пласта $b = G_{гж} / \rho_{нг}$.

Об'єм порового простору, займаний нафтою, що залишилася в пласті:

$$\Omega_k = (V_z - V_d) \cdot b / \rho_n. \quad (4.45)$$

З підвищенням тиску від p_k до кінцевого p_{max} у об'єм звільненого порового простору покладу буде закачано газу:

$$Q_0 = \frac{V_d b}{\rho_n} \left(\frac{p_{max}}{z_{max}} - \frac{p_k}{z_k} \right). \quad (4.46)$$

Об'єм газу, розчиненого в залишеній нафті, м³:

$$Q_p = \frac{V_z - V_d}{\rho_H} \alpha. \quad (4.47)$$

Об'єм газу, м³, який буде закачаний до газової шапки:

$$Q_{ш} = \Omega_r \left(\frac{\rho_{\max}}{z_{\max}} - \frac{\rho_k}{z_k} \right). \quad (4.48)$$

Загальний об'єм газу, м³, який можна закачати в частково відпрацьоване нафтове родовище за постійного об'єму порового простору:

$$Q_x = Q_0 + Q_p + Q_{ш}. \quad (4.49)$$

Приклад 4.6.

Визначити загальний об'єм газу, який можна закачати в частково відпрацьоване нафтове родовище за таких початкових даних: $p_{\max} = 8,5$ МПа; $\alpha = 60$ м³/м³; $t_H = 289^0$ К; $\rho_H = 0,867$ т/м³; $\rho_k = 0,36$ т/м³; $\Delta\rho_p = 0,005$ т/м³; $\Delta\rho_t = 0,001$ т/м³; $V_z = 552000$ т або 637000 м³; $z_{\max} = 0,77$; $z_H = 1$; $p_k = 0,5$ МПа; $\Omega_r = 860000$ м³; $V_d = 384600$ т; $\Delta = 0,635$.

$G_r = 60 \cdot 1,205 \cdot 0,635 (273 + 20) / (273 + 16) = 46,5$ кг; $V_{гж} = 46,5 : 360 = 0,129$ м³; $V_H = 1 + 0,129 = 1,129$ м³; $G_{гж} = 867 + 46,5 = 913,5$ кг; $\rho'_{гж} = 913,5 / 1,129 = 810$ кг/м³; $\rho_{гж} = 0,81 + 0,005 - 0,001 = 0,814$ т/м³; $b = 913,5 / 814 = 1,12$; $\Omega_k = (552000 - 384000) 1,12 / 0,867 = 216500$ м³;

$$Q_0 = (637000 \cdot 1,12 - 216500) 985 / (0,77 - 5) = 52,1 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_p = (552000 - 384000) 0,867 \cdot 60 = 11,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_{ш} = 860000 (85 / 0,77 - 5) = 94,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_x = (52,1 + 11,6 + 94,9) 10^6 = 158,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

4.3.3 Оцінка продуктивності нагнітально-видобувних свердловин при відборі газу

Порівнюючи дебіти нафтової і газової свердловин при однакових пластовому і забійному тисках при фільтрації нафти і газу

за законом Дарсі і позначаючи через \tilde{p} середньоарифметичний тиск:

$$\tilde{p} = (p_{\Pi} + p_3) / 2,$$

отримаємо

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{H}} \frac{\tilde{p} \mu_{\text{H}} k_{\Gamma}}{p_{\text{a}} \mu_{\Gamma} k_{\text{H}}} \quad (4.50)$$

При фільтрації газу насиченість нафтою і зв'язаною водою порового простору призабійної зони зменшуватиметься, коефіцієнт фазової проникності для газу k_{Γ} зростатиме, внаслідок чого дебіт газових свердловин збільшується, зменшується їх загальне число для отримання запланованого дебіта газу з сховища.

Об'єм буферного газу, кількість видобувних свердловин і потужність компресорної станції при відборі газу визначають аналогічно тому, як це робиться у разі зберігання газу у виснажених газових родовищах при газовому режимі експлуатації.

4.4. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В ПАСТКАХ ВОДОНАСИЧЕНИХ КОЛЕКТОРІВ

Методи визначення герметичності покрівлі пастки

При спорудженні ПСГ у водонасичених пластах, в пастках яких немає ні газових, ні нафтових родовищ, звичайно не визначалися: непроникна для газу покрівка пласта-колектора, розміри і форма водонапірної системи пласта, геолого-фізичні параметри пласта-колектора. У зв'язку з цим існує небезпека як втрат газу через покрівлю сховища, канали в цементному камені за колоною свердловин, тектонічні порушення гірських порід і інші можливі шляхи міграції газу, так і великих грошових витрат за несприятливих геолого-фізичних параметрів пласта-колектора (невеликі коефіцієнти проникності і пористості, крихкість або тріщинуватість колектора, обмежений об'єм води в поровом просторі колектора тощо).

Тому в процесі розвідки і експериментального закачування газу необхідно довести герметичність покрівлі пастки, розрахувати коефіцієнт проникності водонасиченого колектора, визначити залишкову водонасиченість при витісненні води газом, виміряти або обчислити об'ємну газонасиченість обводненої зони при відборі газу,

визначити продуктивність характеристики експлуатаційних свердловин, вивчити міцність газонасиченого колектора і розробити заходи щодо зміцнення привибійної зони свердловин.

Визначення герметичності покрівлі пастки

До початку закачування газу в пастку за допомогою п'єзографів вимірюють положення статичних рівнів рідини в свердловинах, що розкрили вибраний об'єкт для закачування газу, і середню густину рідини в них. Якщо різниця в приведених до однієї і тієї ж площини відліку напорів (тиску) рідини істотно перевищує погрішності у вимірах рівнів і густини, можна вважати, що пласти між собою не з'єднуються. Цей висновок підтверджується також тим, що склад солей, їх масовий вміст в одиниці об'єму рідини і склад розчиненого у воді газу різні. Якщо приведений до однієї площини відліку тиск, сольовий і газовий склади однакові, є підстави вважати, що ці пласти сполучаються між собою.

Герметичність покрівлі повинна бути встановлена над передбачуваною площею газонасиченості створюваного сховища (заштрихована площа на рис. 4.13). Використовуючи методи пробних відкачувань (або закачувань) рідини з пласта II, послідовно через свердловини 1, 3, 5, фіксують зміни положення рівнів рідини у свердловинах 2, 4, 6, 7. При цьому обов'язково реєструють зміни барометричного тиску атмосферного повітря.

Якщо свердловини 2, 4, 6 і 7 не реагують на зміну тиску у свердловинах 1, 3, 5, можна припускати, що покрівля непроникна для рідини. Цей метод, проте, не дає надійних результатів, оскільки створювані депресії або репресії незначні, і визначається непроникність покрівлі по воді, а не по газу.

Найбільш точні відомості про герметичність покрівлі можна отримати при закачуванні газоподібного агента в пласт (повітря, природного газу з найближчого покладу або газопроводу). Для закачування повітря в пласт використовують пересувні компресорні агрегати.

Переваги цього методу вельми істотні:

- 1) визначають герметичність покрівлі для газу;
- 2) депресія і репресія можуть бути істотно більші, ніж при відкачуваннях і закачуваннях рідини;
- 3) внаслідок великої відмінності у в'язкості і густині газу і води закачуваний газ насичуватиме пласт невеликої товщини і розповсюджуватиметься на значну відстань за площею, при цьому

можна зменшити число наглядних свердловин, що розкрили пласт I, для визначення герметичності покрівлі, а також скоротити час для проведення дослідження.

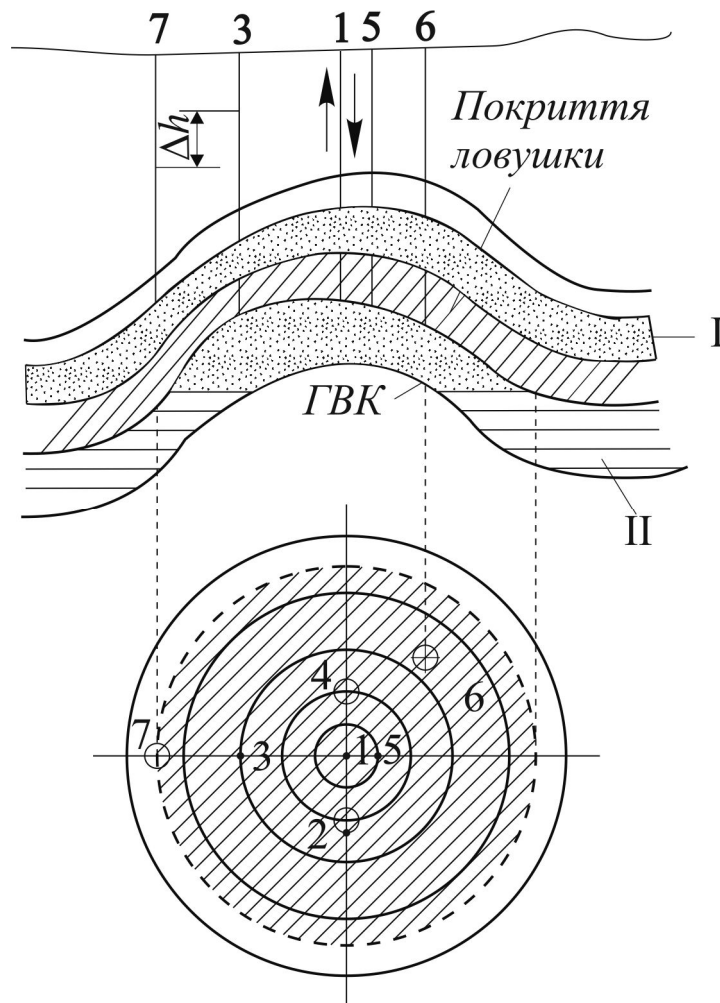


Рис. 4.13. Геологічний розріз і структурна карта покрівлі водонасиченого пласта, в якому створюється підземне сховище газу

При закачуванні і відборі повітря з свердловин 1, 3 і 5 (попередньо) фіксують зміну тиску (рівня) у свердловинах 2, 4, 6, 7 (див. рис. 4.13). Якщо свердловини 2, 4, 6, 7 не реагують на зміну тиску в пласті II, покрівля пласта вважається герметичною.

Визначення об'ємної газонасиченості обводненої зони при відборі газу.

При відборі газу з ПСГ тиск в ньому зменшується, що призводить до просування води в газонасичену частину колектора. Вода, що просувається, не повністю витісняє газ з порового простору. У обводненій зоні залишається невитисненим деякий об'єм газу.

Відношення об'єму порового простору, який займає газ в обводненій зоні, до загального об'єму порового простору обводненої зони пласта, який займає газ і вода, називається *коефіцієнтом об'ємної газонасиченості зони*. Його можна визначити за допомогою геофізичних методів, обчислити аналітично за даними про відбір газу і просування підошовної води в поклад.

Положення межі розділу газ – вода встановлюють за допомогою геофізичних методів і за обводненням свердловин, розташованих на різних гіпсометричних позначках. Коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони ПСГ при просуванні підошовної води в поклад можна визначити за зміною середньозваженого за об'ємом порового простору пласта тиску залежно від об'єму відібраного газу. В цьому випадку розрахунки проводять в наступному порядку.

Запишемо рівняння балансу газу в покладі

$$\Omega_{\Gamma} + \alpha(\Omega_0 - \Omega_{\Gamma}) \frac{\tilde{p}_B z_B}{\tilde{z}_B p_B} = \frac{(Q_3 - Q_D) z_B}{p_B}, \quad (4.51)$$

де Ω_2 і Ω_0 - відповідно поточний і початковий об'єми порового простору газонасиченої частини покладу, м³;

α - коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони, частки ефективної пористості;

p_e/z_e - середньозважений приведений тиск в обводненій частині покладу, що обводнює, МПа;

p_e/z_e - середньозважений приведений тиск в необводненій частині покладу, МПа;

Q_3 і Q_D - відповідно початкові запаси газу і об'єм відібраного газу з покладу, приведені до атмосферного тиску і температури пласта, м³.

Об'єм води, що вторглася в поклад

$$Q_e = \Omega_0 - \frac{(Q_3 - Q_D) p_a / z_a}{p_B / z_B}. \quad (4.52)$$

Об'єм газу, здобутого з обводненої частини покладу за рахунок вторгнення води

$$\Delta Q_D = Q_D - \Omega_0 \left(\frac{p_0}{z_0} - \frac{p_B}{z_B} \right), \quad (4.53)$$

де p_0/z_0 - початковий приведений тиск в покладі, МПа.

Об'єм газу, що залишився в обводненій зоні

$$Q_0 = Q_B \frac{p_B}{z_B} - \Delta Q_D = \alpha (\Omega_0 - \Omega_r) \tilde{p}_B. \quad (4.54)$$

Об'єм чисто газонасиченої частини покладу

$$\Omega_B = \frac{(Q_3 - Q_D) z_B}{p_B} - \frac{\left(Q_B \frac{p_0}{z_0} - \Delta Q_D \right) z_B}{p_B}. \quad (4.55)$$

Коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони

$$\alpha = \frac{\left(Q_B \frac{p_0}{z_0} - \Delta Q_D \right) \tilde{z}_B}{(\Omega_0 - \Omega_r) \tilde{p}_B}. \quad (4.56)$$

Коефіцієнт газовіддачі обводненої зони

$$\beta = 1 - \alpha \frac{\tilde{p}_B z_0}{\tilde{z}_B p_0}. \quad (4.57)$$

Газ, який залишається в обводненій зоні, – складова частина буферного газу. Коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони і маса газу в цьому об'ємі істотно залежать від геолого-фізичних параметрів пласта, тиску в обводненій зоні, темпів відбору газу з сховища, фізичних властивостей води і газу, літології газонасиченого колектора (типу гірських порід, що складають колектор: пісків, пісковиків, вапняків, доломіту тощо).

Приклад 4.7. Визначити коефіцієнт залишкової об'ємної газонасиченості і коефіцієнт газовіддачі обводненої зони ПСГ, при наступних початкових даних: $p_0/z_0 = 3,03$ МПа; $p_B/z_B = 1,56$ МПа; $\Omega_0 = 9,95 \cdot 10^6$ м³; $Q_D = 208,1 \cdot 10^6$ м³; $p_B/z_B = 2,29$ МПа; $p_{B0}/z_{B0} = 2,5$ МПа. $Q_B = 9,95 \cdot 10^6 - (9,95 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 208,1 \cdot 10^6) / 15,6 = 4$ млн. м³, $\Delta Q_D = 208,1 - 9,95 \cdot 10^6 (30,3 - 15,6) = 61,9 \cdot 10^6$ м³; $\Delta Q_0 = 4 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 61,9 \cdot 10^6 = 59,3 \cdot 10^6$ м³; $\Omega_r = (9,95 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 208,1 \cdot 10^6) / 15,6 - (4 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 61,9 \cdot 10^6) / 15,6 = 2,15 \cdot 10^6$ м³; $\alpha = 59,3 \cdot 10^6 / (9,95 - 2,15) \cdot 10^6 \cdot 22,9 = 0,332$; $\beta = 1 - 0,332 \cdot 22,9 / 30,3 = 0,75$.

Закачування газу в склепоподібну частину (пастку) водонапірної системи в умовах пружного режиму

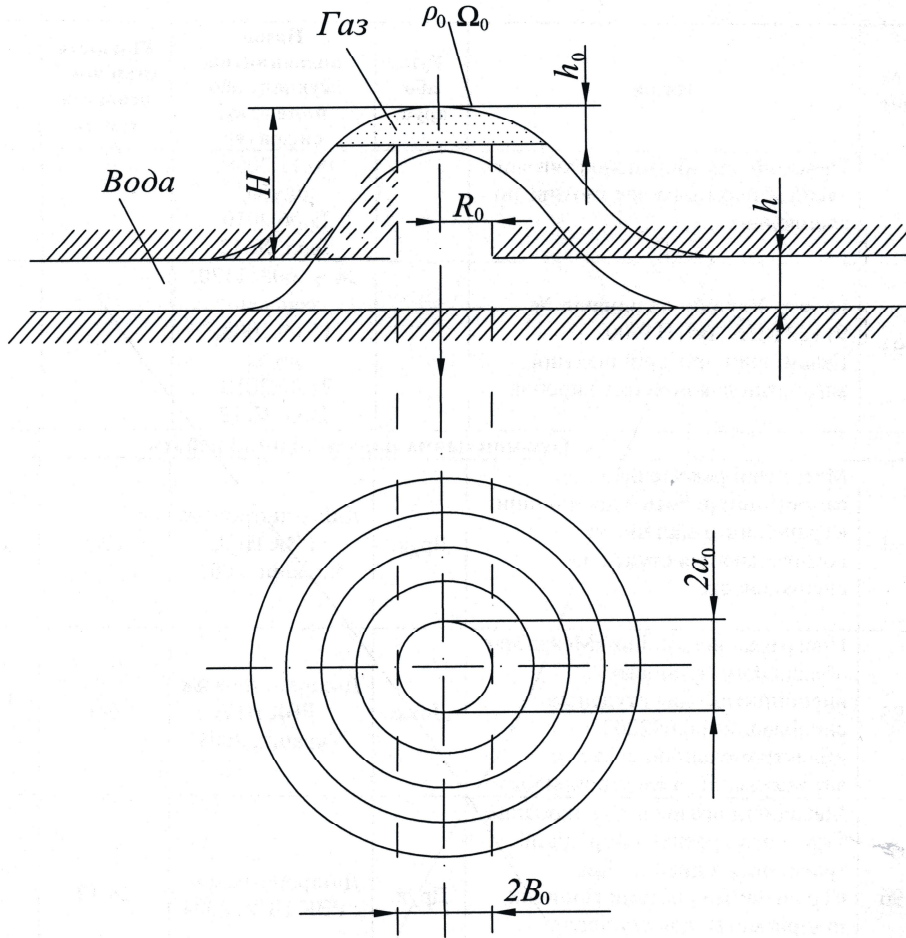


Рис. 4.14. Гідродинамічна розрахункова схема водонасиченого пласта при розрахунку закачування газу, $R_0 = (a_0 + b_0)/2$

Перша фаза несталого фільтрації води. Гідродинамічна схема для розрахунку приведена на рис. 4.14. Знаючи $p_2 = p_2(t)$, легко розрахувати $\Omega = \Omega(t)$, а по графіку $\Omega = \Omega(h)$, побудованому за структурною картою пастки, визначити $h = h(t)$.

Зміну тиску в сховищі при закачуванні газу в пласт з постійним темпом можна визначити по формулі

$$p_r^2 - \left[p_{пл} - \frac{\Omega_0}{\pi h_1 m \beta 2xt} \ln \frac{\sqrt{R_0^2 + 4xt}}{R_0} \right] \times p_r - \frac{(q_r p_a t + p_0 \Omega_0)}{\pi h_1 m \beta 2xt} \ln \frac{\sqrt{R_0^2 + 4xt}}{R_0} = 0. \quad (4.58)$$

Приклад 4.8. Визначити, як змінилися протягом першої фази несталої фільтрації об'єм газонасиченої частини пласта $\Omega = \Omega(t)$, газонасичена товщина пласта $h = h(t)$, тиск в сховищі $p_c = p_c(t)$, витрата рідини $q_e = q_e(t)$ при створенні ПСГ в пастці водонапірної системи пласта (при пружному режимі і $q_r = \text{const}$).

Для розрахунку прийняті наступні вихідні дані: $m = 0,2$; $k = 1,5$ мкм²; $\mu_v = 1$ Па·с; товщина шару $h_1 = 20$ м; $p_{пл} = 6,0$ МПа; кількість нагнітальних свердловин $n_0 = 20$; радіус кола, на якому розташовані нагнітальні свердловини, $R_b = 500$ м; $p_b = 1000$ кг/м³; середній радіус відступу води, прийнятий постійним, $R_0 = 500$ м; постійна витрата газу $q_r = 10$ м³/добу; коефіцієнт, об'ємного пружного стиску рідини $\beta_v = 0,455 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹; коефіцієнт об'ємного пружного стиску порід $\beta_c = 0,155 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹; радіус контура пластової водонапірної системи $R_k = 19,47$ км.

Криві залежностей $\Omega = \Omega(h)$, $Fm = Fm(h)$ представлені на рис. 4.14.

Результати обчислень при $\Omega_0 = 0$ приведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4.

Основні дані, що характеризують процес створення ПСГ в куполоподібній пастці водонапірної системи пласта в умовах пружного режиму

t, сут	R, 10 ³ м	p _r , МПа	Ω, 10 ⁶ м ³	h, м	Q _v , м ³ /доб	Q _з , 10 ⁶ м ³
30	7,95	8,10	0,371	3,5	12 400	30
60	11,25	8,30	0,723	5,0	12 050	60
90	13,75	8,40	1,070	6,0	11 800	90
120	15,80	8,48	1,410	6,8	11 720	120
150	17,80	8,55	1,750	7,6	11 630	150
180	19,47	8,60	2,090	8,35	11 600	-180

За даними табл. 4.4. побудовані криві залежностей $p_r = p_r(t)$, $h = h(t)$ та $\Omega = \Omega(t)$, приведені на рис. 4.14. З даних таблиці і рис. 4.14 – 4.16 маємо, що початок створення сховища характеризується високим темпом зростання тиску в області газонасиченості, при подальшому закачуванні газу темп зростання тиску зменшується.

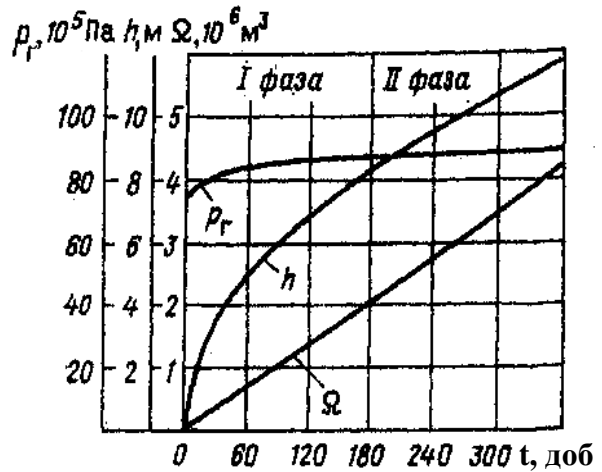
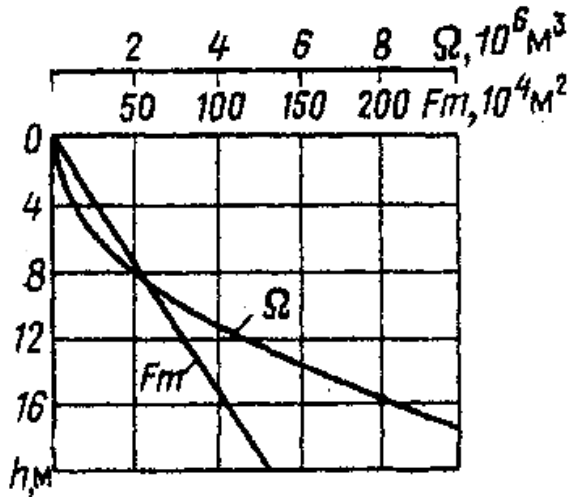


Рис. 4.15. Криві залежностей Ω і F_m від газонасиченої товщини пласта h .

Рис.4.16. Криві залежностей $\Omega = \Omega(t)$, $h = h(t)$ і $p_2 = p_2(t)$ при закачуванні газу в пастку з постійним темпом протягом I-ої і II-ої фаз несталої фільтрації води

Друга фаза несталої фільтрації рідини при заданій в часі витраті закачуваного газу $q_r = q_r(t)$. Водонапірна система пласта розглядається як замкнутий підземний резервуар.

Кінцева формула для розрахунку газонасиченого об'єму порового простору має вигляд

$$\Delta \bar{\Omega} = \Delta \tau \frac{-a + b\bar{\Omega}_0 + \alpha(1-n)(1-h_0) + \frac{(1+n)}{2\bar{\Omega}_0}(\bar{Q}_0 + \bar{Q}_1)}{1 - \frac{1}{2}\Delta\tau \left[(n-1)\frac{\bar{Q}_1}{\bar{\Omega}_0^2} + b - (1-n)\frac{\alpha\beta_1}{F_0} \right]} \quad (4.59)$$

Приклад 4.9. Розрахуємо зміну об'єму порового простору і тиск в сховищі протягом другої фази несталої фільтрації.

Початкові дані узяті з попереднього прикладу для $t = 180$ діб $\bar{\Omega}_0 = 0,037$; $\alpha = 0,092$; $\bar{h}_0 = 0,152$; $n = -0,158$; $a = 10157$; $b = -1,845$; $\bar{F}_0 = 0,417$; $\beta_1 = 0,833$; $q_0 = 26700 \text{ м}^3/\text{доб}$; $T = 2110$ діб.

Для розрахунку складена допоміжна табл. 4.5.

Таблиця 4.5.
Значення t , τ і \bar{Q} .

t , діб	τ	\bar{Q}_0	t , діб	τ	\bar{Q}_1
0	0	0,0531	126,6	0,06	0,0905
63,3	0,03	0,0718	189,9	0,09	0,1090

По формулі (4.59) маємо

$$\Delta\bar{\Omega} = \frac{0,03[-1,157 + (-1,845)0,037 + 0,092(1 + 0,158)] \times (1 - 0,152) + \frac{1,158(0,0531 + 0,0718)}{2 \cdot 0,037}}{1 - \frac{1}{2}0,03[-1,158 \frac{0,0718}{(0,037)^2} + (-1,845) - 1,158 \frac{0,092 \cdot 0,833}{0,417}]} = 0,0127,$$

$$\bar{\Omega}_1 = 0,037 + 0,127 = 0,0497.$$

Набуте значення $\bar{\Omega}_1$ приймаємо в подальших розрахунках за $\bar{\Omega}_0$. Результати обчислень приведені в табл. 4.6.

З даних табл. 4.6 видно, що протягом другої фази тиск в створеній області газонасиченості трохи змінюється.

Таблиця 4.6

Основні дані, що характеризують процес створення ПСГ протягом другої фази несталого фільтрації при пружному режимі

t , діб	$\Delta\bar{\Omega}$	$\bar{\Omega}$	$\Omega_{Г}, 10^6 \text{ м}^3$	h , м	\bar{h}	$F_m, 10^4 \text{ м}^3$	\bar{F}	p_r , МПа
0	0	0,0370	2,09	8,35	0,152	52,0	0,417	8,60
63,3	0,0127	0,0497	2,805	9,60	0,174	57,5	0,463	8,67
126,6	0,01268	0,0624	3,52	10,6	0,197	64,5	0,518	8,72
189,9	0,01266	0,0750	4,23	11,8	0,215	71,6	0,571	8,75

4.4.1 Розрахунок падіння тиску в ПСГ після припинення закачування газу

Після того, як припиниться закачування газу в ПСГ, в газоносній і водоносній частинах водонапірної системи пласта почнеться перерозподіл тиску. У газоносній частині пласта воно знижуватиметься, а у водоносній, якщо водонапірна система пласта ізолювана, – підвищуватися. Ці несталі процеси дуже важливі, оскільки впливають на експлуатацію ПСГ. Якщо підрахувати необхідну кількість свердловин, не враховуючи зниження тиску, то в період максимального відбору газу доведеться збільшувати депресію і знижувати тиск в свердловинах, оскільки їх буде недостатньо. Це у свою чергу може призвести до прориву конуса підшовної води в свердловини і припинення притоку газу до них.

Приклад 4.10. Проведемо розрахунок за формулою (4.59) вважаючи, що відбір газу після припинення закачування відсутній: $\bar{Q} = \text{const}$. Початкові дані для розрахунку взяті із попереднього прикладу для $t=189,9$ діб. Результати розрахунків наведені в табл. 4.13.

З табл.4.3 і рис. 4.17 видно, що спочатку темп зниження тиску в ПСГ найбільший, надалі він зменшується. Через 63,3 доби після припинення закачування тиск знизився на 1,22 МПа, через 126,6 і 189,9 доби відповідно на 1,775 і 1,81 МПа, що складає 18 і 20,7 % початкового тиску ($p_r = 8,75$ МПа). Таким чином, тиск в ПСГ за невеликий період часу знижується істотно, що необхідно враховувати.

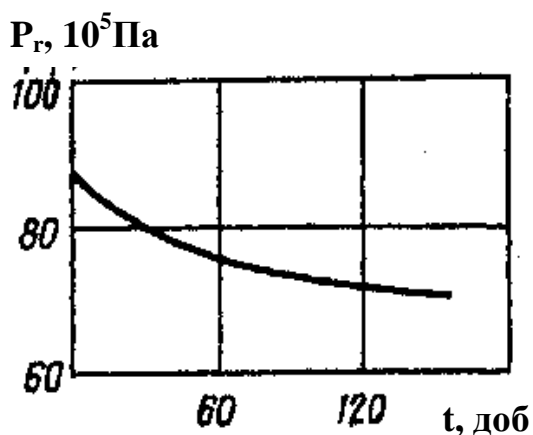


Рис. 4.17. Зменшення тиску газу в підземному сховищі після припинення закачування газу

Основні дані, що характеризують процес зниження тиску в створеному ПСГ після припинення закачування газу, коли

водонапірна система пласта розглядається як замкнутий підземний резервуар. Якщо водонапірна система пласта не ізольована, можливе витіснення води через контур живлення (на виході пласта на денну поверхню або в якому-небудь іншому місці з'єднання пластів). Темп зниження тиску в цьому випадку трохи більший, ніж в розглянутому вище.

Таблиця 4.7.
Результати розрахунку порового тиску в ПСГ

t, діб	$\Delta\bar{\Omega}$	Ω	$\Omega_{Г}, 10^6 \text{ м}^3$	h, м	\bar{h}	$F_m, 10^4 \text{ м}^2$	\bar{F}	$p_{Г}, \text{ МПа}$	$(p_{Г1} - p_{Г2}), \text{ МПа}$
0	0	0,07510	4,23	11,8	0,215	71,0	0,571	8,75	0
63,3	0,01030	0,08540	4,92	12,8	0,233	75,5	0,607	7,53	1,2
126,6	0,00583	0,09123	5,16	13,1	0,238	78,0	0,627	7,175	0,355
139,9	0,00334	0,09457	5,33	13,3	0,1242	80,0	0,643	6,94	0,235

Зміна тиску при циклічній експлуатації ПСГ можна розраховувати за формулою (4.58).

При експлуатації ПСГ, що створюються в пастках водонапірних систем пластів або у виснажених родовищах в умовах водонапірного режиму, спостерігається просування води в ПСГ в період відбору газу. Аналіз цього явища показує, що крім інших чинників просування води залежить від темпу відбору газу. Чим вищий останній, тим менше просувається контур водоносності за час відбору газу.

У багатьох випадках у ПСГ пластового типу просування води в поклад незначне, режим експлуатації сховища – газований. При створенні ПСГ в газових покладах (пастках) масивного типу висота підйому підошовної води може зменшитися з 17–18м до 8–8,5м. В цьому випадку режим експлуатації ПСГ – пружно-водонапірний.

4.4.2 Методи визначення шляхів руху газу в пласті і втрат газу в процесі підземного зберігання

Для вивчення шляхів руху газу в пласті використовують різні інертні гази, відмінні від компонентів залишкового газу пласта. Як інертні газоподібні компоненти застосовують азот, гелій, аргон,

криптон, пропіллярний, бутілен та ін. Ці компоненти закачують в пласт разом з газом через свердловини, розташовані в склепінній частині структури. У периферійних свердловинах періодично відбирають проби газу на аналіз і встановлюють час появи індикатора (інертного газу) в різних свердловинах. Тим самим визначають напрям і швидкість переміщення закачуваного газу в пористому середовищі, В деяких випадках використовують радіоактивні газоподібні індикатори, наприклад криптон, ксенон.

Об'єм газу в пласті-колекторі підземного сховища газу може бути розрахований трьома методами: об'ємним; за прямолінійними ділянками залежності середньозваженого за об'ємом газонасиченої частини сховища, приведеного \tilde{p}/\tilde{z} тиску від об'єму відібраного газу зі сховища Q_0 при газовому або водонапірному режимах експлуатації; за об'ємом води, що витісняється зі сховища при закачуванні газу.

Для наближеного визначення втрат газу в процесі підземного зберігання використовують дані вимірів об'ємів закачаного і відібраного газів, а також статичного тиску пластів в кінці так званого нейтрального періоду, коли немає ні закачування, ні відбору газу. Крім того, визначають положення межі розділу газ – вода за допомогою методу радіометрії свердловин (часто використовують нейтронний гамма-каротаж) і коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони.

Рівняння балансу газу в підземному сховищі має вигляд

$$\frac{p_H z_a}{\tilde{z}_H p_a} \Omega_T + \alpha (\Omega_H - \Omega_T) \frac{p_B z_a}{\tilde{z}_B p_a} = \frac{\tilde{p}_K z_a}{\tilde{z}_K p_a} \Omega_K + \alpha_K (\Omega_H - \Omega_K) \frac{p_{BK} z_a}{\tilde{z}_{BK} p_a} + Q_d, \quad (4.60)$$

де \tilde{p}_H \tilde{p}_K – середньозважені за газонасиченим об'ємом порового простору тиску відповідно до початку й наприкінці відбору газу;

p_a – атмосферний тиск;

\tilde{p}_B , \tilde{p}_{BK} – середньозважені за обводненим об'ємом газового покладу тиску відповідно до початку відбору й наприкінці періоду відбору;

Ω_H – початковий об'єм порового простору підземного сховища, зайнятий закачанним газом, м³;

Ω_r, Ω_k – об'єми газонасиченої (не обводненої) частини порового простору до початку й після припинення відбору газу, м³;

$z_a, \tilde{z}_h, \tilde{z}_k, \tilde{z}_{гк}$ – коефіцієнти надстисливості газу при відповідних тисках і пластовій температурі;

α_h, α_k – початкова й кінцева об'ємна газонасиченість обводненої зони в частках одиниці.

З виразу (4.60) визначимо \tilde{p}_k :

$$\tilde{p}_k = \frac{\left[Q_3 - Q_d - \alpha_k (\Omega_h - \Omega_k) \frac{\tilde{p}_{BK} z_a}{\tilde{z}_{BK} p_a} \right] \times \tilde{z}_k}{\Omega_k}, \quad (4.61)$$

$$\tilde{p}_k = \frac{1}{\Omega} \int_{\Omega} p d\Omega \approx \frac{p_1 \Omega_1 + p_2 \Omega_2 + \dots + p_n \Omega_n}{\Omega_1 + \Omega_2 + \dots + \Omega_n}, \quad (4.62)$$

$$\alpha_k = \alpha \times \left[1,49 - \varphi \times \left(\frac{\tilde{p}_{BK}}{\tilde{p}_B} - 0,3 \right)^2 \right], \quad (4.63)$$

де Q_3 – зміряний об'єм закачаного газу в сховище до початку його відбору, м³;

α_0 – об'ємна газонасиченість обводненої зони при початковому тиску пласта;

φ – коефіцієнт, залежний від темпу відбору газу з покладу.

За геологічними даними будується графік залежності газонасиченого об'єму порового простору від положення межі розділу газ – вода при залишковій водонасиченості S_n , тобто $\Omega = \Omega(h)$ (див. рис.4.13).

Якщо розрахований \tilde{p}_p і зміряний \tilde{p}_3 тиски рівні, помітних втрат немає. Якщо $\tilde{p}_p > \tilde{p}_3$ можуть бути втрати газу. Витоки можуть виявлятися також по появі газу і підвищенню тиску в пластах, що залягають вище, по виходах газу на поверхню землі через тріщини в гірських породах, через покинуті і раніше пробурені водяні, нафтові або газові свердловини.

Втрати газу можна оцінити за різницею між відомим об'ємом

закачаного в підземне сховище газу на початок циклу відбору і запасами газу на цю ж дату, підрахованими за падінням тиску пласта при відборі газу.

Приклад 4.11. Визначити початкові запаси газу в підземному сховищі за двома формулами при наступних вихідних даних: $k_0 = 1,5 \text{ мкм}^2$; $m_0 = 0,25$; $\Delta = 0,6$; $p_{ск} = 4,555 \text{ МПа}$; $T_{ск} = 180 \text{ К}$; $T_{пл} = 293 \text{ К}$; $Q_d = 1130 \cdot 10^6 \text{ м}^3$; $p_{во}/z_{во} = 10,7 \text{ МПа}$; $p_v/z_v = 8,0 \text{ МПа}$; $p_n/z_n = 10,9 \text{ МПа}$; $Q_3 = 2,784 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.

Об'єм зв'язаної води

$$S_n = 0,437 - 0,155 \lg (1500/25) = 0,16.$$

Початкова газонасиченість

$$\rho_n = 1 - 0,16 = 0,84.$$

Коефіцієнт залишкової газонасиченої обводненої зони

$$\alpha_0 = (1 - 1,415 \sqrt{0,84 \cdot 0,25}) \times 0,84 = 0,296$$

Фіктивний постійний об'єм порового простору сховища

$$\Omega_\phi = \frac{1130 \cdot 10^6}{107 - 80} = 41,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Відносна помилка розрахунку

$$\delta' = \frac{(2,67 - 2,784)}{2,847} \cdot 100 = -4\%.$$

В межах похибки обчислень можна стверджувати, що підземні втрати газу при експлуатації підземного сховища відсутні.

4.4.3 Оптимізація техніко-економічних показників ПСГ при пружно-водонапірному режимі експлуатації

До основних технологічних параметрів ПСГ, від яких залежать витрати на його створення і експлуатацію, належать: *об'єм буферного газу, число і конструкція добувних свердловин, потужність компресорної станції (КС)*. Всі ці параметри взаємопов'язані.

Так, із зростанням об'єму буферного газу зменшуються число видобувних свердловин і потужність КС, яка використовується процесі відбору газу, але збільшується потужність КС на закачування газу.

Збільшення радіусу свердловин, гідродинамічно пов'язаних за ступенем і характером розтину пласта при постійній максимально допустимій швидкості фільтрації на поверхні забою свердловин, призводить до пропорційного збільшення їх дебіту, зменшення числа свердловин, що у свою чергу впливає на об'єм буферного газу і потужність КС.

З іншого боку, використання різних типів компресорів (поршневих, відцентрових або гвинтових з різним типом приводу) викликає зміну вартості закачуваного буферного газу, а отже позначається на основних параметрах ПСГ.

При роботі ПСГ, створених в пастках водонасичених пластів, вода може відчутно проникати в раніше газонасичений об'єм порового простору сховища не повністю витісняючи газ з обводнюваного об'єму.

На підземному сховищі наведені витрати складають:

- по свердловинах

$$EK_c + E_c = n[C_n(E + f_1) + p_n], \quad (4.64)$$

- по компресорній станції

$$E[K_{кс_1} + K_{кс_2}] + E_{кс_3} + E_{кс_4} + E_{\delta} = 0,0038a(E + f_2) * \\ * \left[Q_0 \lg \frac{p_r}{p_0} + Q_3 \lg \frac{p_n}{p_r} \right] + 0,0038b(Q_0 \lg \frac{p_r}{p_0} t_0 + Q_3 t_3 \frac{p_n}{p_r}), \quad (4.65)$$

- по буферному газу

$$EK_{\delta} + E_{\delta} = C_{\delta} Q_{\delta} (E + f_3)$$

де n – число свердловин;

C_n – вартість однієї свердловини (буріння, освоєння, облаштування і обв'язування);

p_n – річні експлуатаційні витрати по одній свердловині (без амортизації);

a – питомі капітальні витрати по КС на 1 кВт потужності;

Q_0 – добовий відбір газу зі сховища;

Q_3 – добове закачування газу в сховище;

Розділ 4. Підземне зберігання газу

b – річні експлуатаційні витрати по КС (без амортизації) на 1 кВт потужності;

t_0, t_3 – час роботи ПСГ відповідно на відбір і закачування (у частках одиниці; за одиницю прийнятий цикл роботи ПСГ);

p_r, p_n, p_0 – тиски відповідно на вході і на виході КС при закачуванні, а також на вході КС при відборі газу (тиск на виході КС при відборі рівний p_r);

f_1, f_2, f_3 – норми амортизації відповідно для свердловин, КС і буферного газу (у частках одиниці);

C_6 – вартість буферного газу;

Q_6 – об'єм буферного газу, приведений до тиску 0,1 МПа і температурі пласта;

$K_c, K_{кз}, K_{кв}, K_6$ – капіталовкладення, відповідно, в свердловини; КС, які використовуються при закачуванні та при відборі; буферний газ;

$E_c, E_{кз}, E_{кв}, E_6$, – річні експлуатаційні витрати, відповідно, по свердловинах; КС, які використовуються при закачуванні; КС, які використовуються при відборі; по буферному газу;

E – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

Для умов експлуатації сховища при пружно-водонапірному режимі об'єм газу визначається так:

$$Q_6 = \frac{Q_a \frac{p_k}{z_k} [1 + \alpha(\psi - 1)]}{\psi \left(\frac{p_n}{z_n} - \alpha_k \frac{p_k}{p_k} \right) - \frac{p_k}{z_k} (1 - \alpha_k)}, \quad (4.66)$$

де Q_a – об'єм активного газу, зведений до тиску 0,1 МПа, і температурі пласта;

p_n, p_k – тиск в сховищі, відповідно, на початок і кінець відбору газу;

z_n, z_k – відповідні коефіцієнти надстисливості газу;

α_k – залишкова об'ємна газонасиченість в обводнюваній зоні сховища (у частках одиниці);

$\psi = \Omega_n / \Omega_k$ – відношення початкового газонасиченого об'єму порового простору до кінцевого.

З виразів (4.64) – (4.66) випливає, що *приведені витрати з*

Розділ 4. Підземне зберігання газу

підземного зберігання газу, залежні від числа добувних свердловин, потужності КС і об'єму буферного газу, можна виразити таким чином:

$$\begin{aligned}
 K_{np} = & n[C_{\Pi}(E + f_1) + p_{\Pi}] + 0,0038a(E + f_2) \left[Q_0 \lg \frac{p_{\Gamma}}{p_0} + Q \lg \frac{p'_{\text{H}}}{p_{\Gamma}} \right] + \\
 & + 0,0038b \left(Q_0 \lg \frac{p_{\Gamma}}{p_0} t_0 + Q_3 \lg \frac{p'_{\text{H}}}{p_{\Gamma}} t_3 \right) + C_{\sigma}(E + f_3) \times \\
 & \times \left\{ \frac{Q_a \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa}} [1 + \alpha_{\kappa} (\psi - 1)]}{\psi \left(\frac{p_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} - \alpha_{\kappa} \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa}} \right) - \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa_1}} (1 - \alpha_{\kappa})} \right\}.
 \end{aligned} \tag{4.67}$$

При визначенні тиску на вході КС в період відбору через P_{κ} слід враховувати втрати тиску газу в пласті по стовбуру свердловини і її шлейфу. Вважаючи, що КС поєднана з груповим пунктом, і нехтуючи втратами тиску в апаратах підготовки газу, можна записати

$$p_0 = \sqrt{\frac{p_{\kappa}^2 - Aq - (B + \theta + B_{\text{шл}} e^{2s})q^2}{e^{2s}}}, \tag{4.68}$$

де A , B , θ , e^{2s} , $B_{\text{шл}}$ – коефіцієнти, що враховують втрати тиску, відповідно, в пласті, по стовбуру і в шлейфі свердловини.

Число добувних свердловин, необхідних для забезпечення заданого сумарного добового дебіта по сховищу в завершальний період відбору газу, залежить від кінцевого тиску p_{κ} .

При нелінійному законі фільтрації газу в пласті і постійній максимально допустимій швидкості фільтрації на забої свердловини, коли $p_{\kappa}^2 - p_3^2 = Aq + Bq^2$; $g = Cp_3 = Q/n$, вираз для p_{κ} має вигляд

$$p_{\kappa} = \sqrt{\frac{AQ_0}{n} + \frac{Q_0^2}{n^2} \left(B + \frac{1}{C^2} \right)}, \tag{4.69}$$

де q — добовий дебіт свердловини;

p_3 — забійний тиск;

C — коефіцієнт, який визначається постійним градієнтом тиску або допустимою швидкістю фільтрації на забої свердловини.

Для визначення оптимального співвідношення числа добувних свердловин, потужності КС і об'єму буферного газу, при якому в умовах пружно-водонапірного режиму експлуатації сховища досягається мінімум приведених витрат, знайдемо першу похідну dK_{np}/dn і прирівняємо її до нуля. При цьому твором $n \cdot p_H$ можна нехтувати, оскільки він мало залежить від числа свердловин n . Тоді для нелінійного закону фільтрації газу в пласті отримаємо

$$\frac{p_H Q_a C_\sigma (E + f_3) \psi}{z_H 2C_\pi} = \frac{\sqrt{\frac{AQ_0}{n} + \frac{Q_0^2}{n^2} \left(B + \frac{1}{C^2} \right)} \left[\psi \left(\frac{p_H}{z_H} - \alpha \frac{p_K}{z_K} \right) - \frac{p_K}{z_K} (1 - \alpha_K) \right]^2}{z_K \left[\frac{AQ_0}{n^2} + \frac{2Q_0^2}{n^3} \left(B + \frac{1}{C^2} \right) \right] [1 + \alpha_K (\psi - 1)]} \times \quad (4.70)$$

$$\times \left[E + f_1 + \frac{0.0038 Q_0 (aE + af_2 + Bt_0)}{2,3n C_\pi} \right].$$

Для лінійного закону фільтрації газу в пласті у формулі (4.70) коефіцієнт $B = 0$.

Рівняння (4.70) вирішується графоаналітичним методом або за допомогою ЕОМ. Будуємо графік $n - f(n)$, представлений на рис 4.10, де $f(n)$ – вираз, що стоїть в правій частині рівняння. Обчисливши вираз, що стоїть в лівій частині рівняння, за графіком знаходимо кількість свердловин, а потім – об'єм буферного газу і потужність компресорної станції, при яких приведені витрати в ПСГ мінімальні.

Приклад 4.12. Розглянемо порядок розрахунків за визначенням оптимального співвідношення числа добувних свердловин, потужністю компресорної станції і об'єму буферного газу при пружно-водонапірному режимі експлуатації ПСГ.

Критерій оптимальності – мінімальні наведені витрати на зберігання газу. Вихідні дані для розрахунку: газосховище утворить поклад масивного типу в пастці, для якої відома залежність її газонасиченого об'єму від поверху газонасиченості; шар-колектор

Розділ 4. Підземне зберігання газу

товщиною 100 м залягає на глибині 850м і представлений пухким піском пористістю 0,28, проникністю в газонасиченій частині 2 мкм^2 і водонасиченістю $2,5 \text{ мкм}^2$; коефіцієнт об'ємної пружності води й породи дорівнює $0,1055 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$; в'язкість пластової води $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$; пластова температура 293 К ; $p_H = 9,4 \text{ МПа}$; $p_T = 4,0 \text{ МПа}$; $Q_a = 1,35 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; $Q_0 = Q_3 = 8 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доб}$; $f_1 = 0,03$; $f_2 = 0,1$; $f_3 = 0,02$; $a = 225 \text{ грн/кВт}$; $b = 41 \text{ грн/(кВт/год)}$ (компресори поршневі типу 10 ГКН); $C_{\Pi} = 1,3 \cdot 10^5 \text{ грн/свердловини}$; $C_6 = 6 \cdot 10^{-3} \text{ грн/м}^3$; $E = 0,15$; $t_3 = t_0 = 0,5 \text{ року}$.

Прийmemo, що фільтрація газу в пласті відбувається за лінійним законом ($B = 0$), а експлуатація свердловини – при постійному градієнті тиску, при якому депресія рівна 2 МПа :

$$A = 0,0021 \frac{(\text{МПа})^2}{\text{м}^3 / \text{доб}}; \quad C = 2000 \frac{\text{м}^3 / \text{доб}}{\text{МПа}}.$$

Спочатку виконують розрахунки по вторгненню пластової води в підземне сховище при відборі газу, в результаті яких знаходять значення Ω_H і потім відношення $\Psi = \Omega_H / \Omega_K$.

Ці розрахунки рекомендується проводити по методиці, що враховує зміну залишкової газонасиченості і фазової проникності для води в обводнюваній зоні сховища.

Методика дозволяє знаходити поточне положення контакту «газ – вода» (скорочення в процесі відбору газу середнього радіусу газової зони для покладу пласта і поверху газоносності для покладу масивного типу), а також враховувати анізотропію пласта, якщо відомі середні значення його проникності у вертикальному і горизонтальному напрямках.

Вважаючи при першому наближенні, що

$$\Omega_H = 2Q_H z_H / p_H,$$

отримаємо: при $\Omega_H = 23,4 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, $\Omega_K = 7,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Тоді $\Psi = \Omega_H / \Omega_K = 3$. Знаходимо, що вираз, що стоїть в лівій частині рівняння (4.70), рівний 183,26.

Для побудови графіка $n - f(n)$ знайдемо кілька значень правої частини рівняння (4.70) для довільних значень n . Так, при $n=52 f(n)=215,44$; при $n=46 f(n)=167,13$; при $n=50 f(n)=192,85$. За графіком знаходимо, що значенню $f(n) = 183,26$ відповідає $n=49$ (див. рис. 4.7). Для цього значення n по формулі (4.69) визначаємо, що

Розділ 4. Підземне зберігання газу

$p_k = 8,37$ МПа, а з рівняння (4.66) $Q_{\bar{o}} = 1,48 \cdot 10^9$ м³. Потім уточнюємо значення Ω_k и Ω_n :

$$\Omega_k = \frac{Q_{\bar{o}} - \alpha \frac{p_k z_n}{z_k p_n} (Q_{\bar{o}} + Q_a)}{\frac{p_k (1 - \alpha_k)}{z_k}} = 8,19 \cdot 10^6 \text{ м}^3 ;$$
$$\Omega_n = \Omega_k \psi = 24,57 \cdot 10^6 \text{ м}^3 .$$

Якщо набуто значення Ω_n рівне або менше об'єму пастки сховища по газу, а Ω_k не менше допустимої межі обводнення сховища, обумовленого забезпеченням безводної експлуатації склепінних свердловин, то розрахунок можна продовжувати.

У разі, коли Ω_n перевищує об'єм пастки або Ω_k менше допустимої межі, слід скоротити об'єм активного газу Q_a або відмовитися від виконання умови організації ПСГ при мінімальних приведених витратах, тобто піти на менш економічний варіант.

Визначимо необхідну потужність компресорної станції ПСГ при закачуванні газу в сховище.

Максимальний ступінь стиснення при $p'_n = 10,5$ МПа в кінці закачування газу складає 2,6, розрахункова потужність КС на закачування газу $N_{КСЗ} = 12,74 \cdot 10^3$ кВт. Оскільки потужність одного агрегату 10 ГКН рівна 1100 кВт, слід встановити 12 агрегатів сумарною потужністю 13 200 кВт.

Перевіримо, чи потрібно використовувати КС при відборі газу. Для цього за формулою (4.68) знайдемо, що $p_0 = 7,22$ МПа. Оскільки $p_0 > p_2$ КС при відборі не використовується.

Розрахункові капіталовкладення складуть: у свердловини – 6,37 млн. грн., в КС – 2,97 млн. грн., в буферний газ 8,88 млн. грн., а річні експлуатаційні витрати відповідно 229,32, 567,6 і 177,6 тис. грн. Сумарні річні експлуатаційні витрати 974,52 тис. грн. Приведені витрати зі зберігання газу – 3,7 млн. грн.

При проведенні оптимізаційних розрахунків на стадії проектування ПСГ за допомогою виразу (4.70) можна також досліджувати вплив діаметра добувних свердловин, ступеня і характеру розтину свердловинами пласта, різного типу компресорного агрегату (поршневого, відцентрового), різної питомої

вартості буферного газу на техніко-економічні показники ПСГ. За цією методикою досліджувався вплив на техніко-економічні показники ПСГ типу компресорного агрегата, ступені рухливості вод пластів і питомої вартості буферного газу. Встановлено, що найбільший вплив завдають ступінь рухливості вод пластів і питома вартість буферного газу. При цьому об'єм активного газу – задана постійна величина.

4.5. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ РІДКИХ ГАЗІВ У ПОКЛАДАХ КАМ'ЯНОЇ СОЛІ

ПСГ в непроникних гірських породах – це природна або штучно створена порожнина (ємність) в комплексі з наземним і підземним технологічним устаткуванням, що забезпечує прийом, зберігання і відбір продуктів.

Продукти, що зберігаються, можуть знаходитися в *газоподібному* (природний газ, етан, етилен і ін.) або *рідкому* (пропан, бутан, бензин, дизельне паливо і ін.) *стані*.

ПСГ створюють у відкладеннях кам'яної солі (пласти, масиви, штоки), в непроникних або практично непроникних гірських породах, таких як гіпс, ангідрит, граніт, глина і ін., в покинутих шахтах, кар'єрах або інших гірських виробках, в щільних гірських породах спеціальними методами (ядерні вибухи і ін.).

З ПСГ всіх типів в непроникних гірських породах в колишньому СРСР і за кордоном найбільш поширені сховища у відкладеннях кам'яної солі. Близько 90 % всіх продуктів, що зберігаються, розміщені в таких сховищах. Можливість і техніко-економічна доцільність створення ПСГ цього типу обумовлені специфічними і фізико-хімічними властивостями кам'яної солі і умовами її залягання.

Будова відкладень кам'яної солі різна — це масиви, куполи, штоки, лінзи і пласти різної товщини при різних кутах падіння. Поклади кам'яної солі складаються або повністю з мінералу галіту («чиста сіль»), або містять вкраплення: пропластки і лінзи ангідритів, гіпсу, карбонату кальцію і інших мінералів і порід.

Хімічний склад галіта: 39,39 % Na і 60,61 % Cl. Молекулярна маса 58,44, густина 2,1 – 2,2 г/см³, твердість за шкалою Мооса 4,0 – 2,5. Галіт безбарвний, прозорий і має скляний блиск. Залежно від вигляду і кількості домішок сіль забарвлюється в жовтий, рожевий, червоний, бурий, коричневий і зелений колір.

Родовища кам'яної солі поширені по всій території колишнього Радянського Союзу. Глибина залягання кам'яної солі змінюється від декількох метрів до 2500м. Частіше відкриті родовища залягають на глибинах 100 – 1000м.

Для оцінки придатності об'єкта для споруди і експлуатації ПСГ у відкладеннях кам'яної солі проводиться комплекс спеціальних розвідувальних робіт. Вивчається накопичений геологічний матеріал, буряться розвідувальні свердловини, проводяться геофізичні, гідрогеологічні і карстологічні дослідження, відбираються керни для лабораторних досліджень.

Результати розвідки оцінюються з позицій наступних критеріїв придатності об'єкта для створення ПСГ: *герметичність, міцність і стійкість відкладень кам'яної солі, інертність стосовно до продукта, що зберігається, енерговитрати на розмив.*

4.5.1. Методи і схеми розмиву підземних ємностей

Розмив ємностей кам'яної солі здійснюється через бурові свердловини прісною або слабо мінералізованою водою. Застосовують два методи розмиву.

Циркуляційний — шляхом закачування прісної або слабо мінералізованої води і витискування на поверхню насиченого розсолу (закачування і відбір проводять через одну, дві або декілька свердловин).

Струменевий (або зрошування), коли розмив проводять за допомогою струменя води, що направляється на соляні відкладення (стінку камери) в незаповненому рідиною просторі з подачею розсолу на поверхню забійними насосами або шляхом витіснення його стислим повітрям.

Циркуляційний метод розмиву заснований на здатності солі розчинятися при обмиванні її поверхні прісною або слабо мінералізованою водою. Кам'яна сіль добре розчиняється в прісній воді. Так, при 20 °С у 1м³ води може розчинитися 358кг солі. Для утворення 1м³ ємності в середньому потрібно 6 – 7м³ води.

Досліди показали, що при куті нахилу реакційної поверхні до горизонту більше 90° спостерігається відрив цівок розсолу від суміжного шару, а при 180° – суміжний шар практично відсутній, оскільки насичений розсіл у вигляді окремих цівок стікає вниз. У проміжках між цими цівками розчинник стикається безпосередньо з твердою поверхнею. Масообмін в цьому випадку залежить тільки від

швидкості хімічної взаємодії на контакті сіль – розчинник і, природно, інтенсивніший, ніж за наявності суміжного шару. В результаті розмив поточин ємності відбувається швидше, ніж бічних стінок і особливо підосви пласта. Експериментальними дослідженнями було встановлено, що лінійна швидкість розмиву поверхні зменшується від 0,7 – 0,8 см/год у поточині до 0,06 – 0,12 см/год у підосві, тобто в 8 – 10 разів.

Механізм розмиву підземної ємності (рис. 4.18) призводить до закономірної тенденції утворення конусоподібних ємностей (з підставою конуса вгору). Така форма ємності може привести до обвалення стелі навіть при невеликих її об'ємах.

Відомо, що найміцніші і надійніші форми гірських вироблень – сфероїдальні або склепінчасті ємності. Для створення підземних ємностей заданої форми і розмірів розроблені спеціальні процеси розмиву із застосуванням і без застосування нерозчинника – рідкого або газоподібного продукта, який легший за воду і хімічно нейтральний до солі і її водних розчинів. Як рідкі нерозчинники використовують нафту, гас, дизельне паливо, зріджений газ, газоподібні нерозчинники: повітря, природний газ, інертні гази (CO₂ і інші).

До переваг газоподібних нерозчинників належать простота регулювання і управління потоками, витратами і тисками, можливість зберігання без наземного сховища і попереднього «відмивання» ємності, можливість програмування і автоматизації процесу розмиву, відносно низька вартість нерозчинника і процесу розмиву.

Недоліки нерозчинників – небезпека руйнування стелі, перемішування з продуктом, що зберігається, випуск газу в атмосферу при зниженні тиску в сховищі при підйомі труб.

Управління процесом розмиву здійснюється шляхом зміни положення кінців колони труб, напряму і швидкості потоків розчинника, регулювання концентрації розсолу на вході і виході з ємності, переміщення контакту розсіл – нерозчинник, а також інтенсифікацією розчинності солі. При виборі технологічної схеми розмиву виходять з найкращої керованості процесом при оптимальних техніко-економічних показниках з урахуванням гірничо-геологічних і технічних умов.

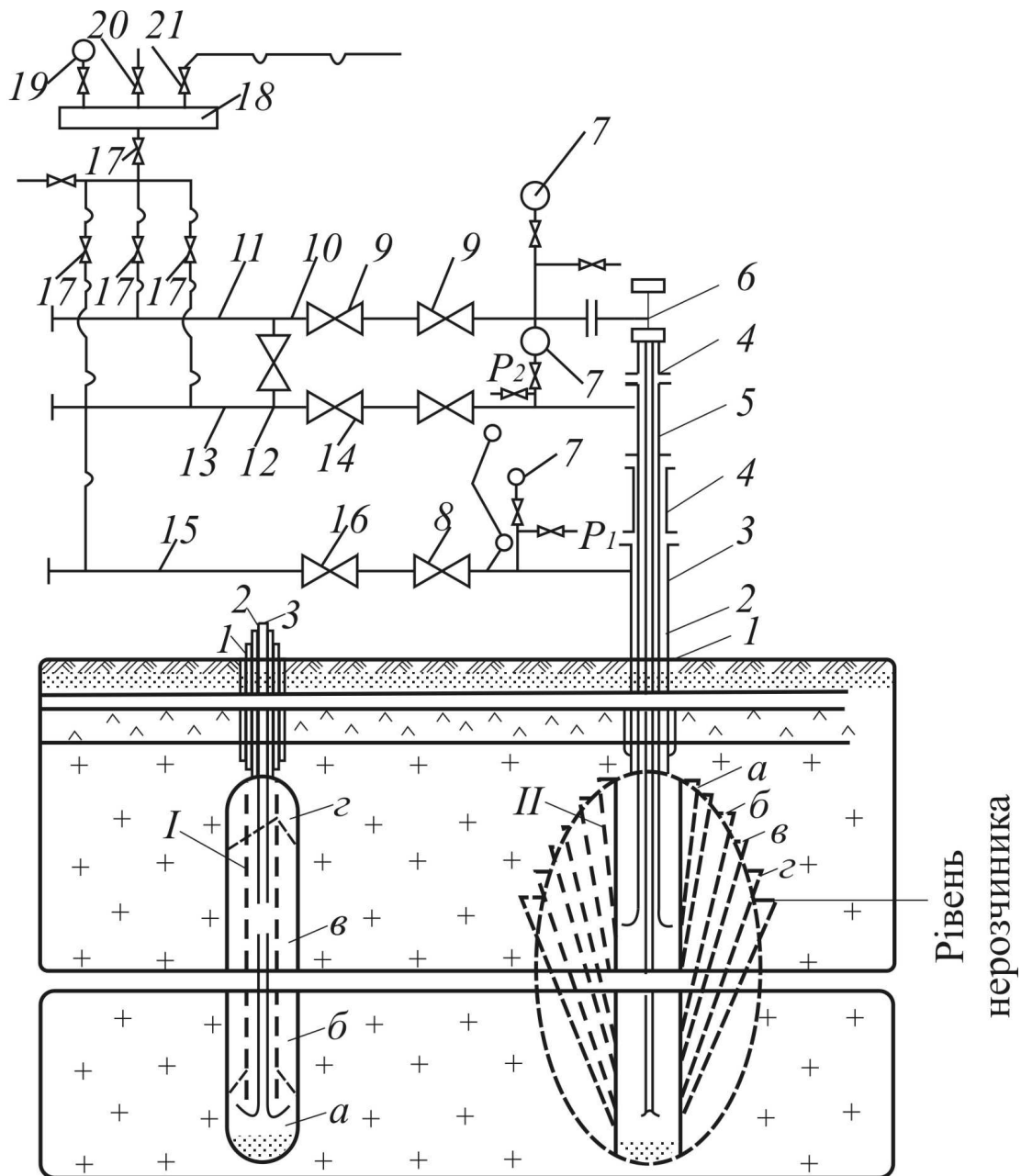


Рис. 4.18. Технологічна схема споруди підземної ємності у відкладеннях кам'яної солі ступенями зверху-вниз.

1 – обсадна колона труб; 2 – зовнішня робоча колона труб; 3 – внутрішня робоча колона труб; 4 – пристрій для підвіски робочих колон труб; 5 – пристрій для підвіски напірних трубопроводів; 6 – трійник для підвіски труб; 7, 19 – манометри; 8 – термометр; 9, 10, 14, 16 – засувки; 11, 13, 15 – прийомонапірні трубопроводи; 12 – перемичка; 17 – регулюючі вентиля; 18 – метанольний бачок; 20 – піддувна свічка; 21 – запобіжний клапан; I – споруда ємності на першому етапі при прямоточному режимі розмиву; II – споруда ємності на другому етапі при протиточному режимі розмиву; а, б, в, г – стадії розвитку ємності

4.5.2 Проектування розмиву підземних ємностей у покладах кам'яної солі

Теорія розмиву підземної ємності в соляних відкладеннях дозволяє отримати залежність концентрації розсолу на будь-якому етапі формування ємності від витрати розчинника і термінів розмиву.

Залежність між просторово-часовими змінами концентрації розчинника $C = f(x, y, z, t)$ описується диференціальними рівняннями: дифузійного і конвективного перенесення речовини; масообміну на межі розділу суміжного шару із загальною масою розчинника; масообміну на межі розділу твердої і рідкої фаз і рівнянням руху в'язкої рідини (Нав'є – Стокса). Навіть при істотних допущеннях не отримано рішень системи вказаних рівнянь. У зв'язку з цим процеси розмиву досліджують методами фізичного моделювання, а розрахункові формули отримані емпірично при обробці результатів експерименту.

Кількість солі, розчиненої водою з реакційних поверхонь, різно орієнтованих в просторі, визначають за наступними формулами:

– для поверхонь, розташованих під кутом нахилу $90^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ до горизонту

$$q = \left[1 - \frac{C_p \rho_n}{C_n \rho_p} \right] \left(1 + \frac{t}{22,4} \right) (8,75 \sin \beta + 5,78); \quad (4.71)$$

– для поверхонь, розташованих під кутом нахилу $0^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ до горизонту

$$q = \left[1 - \frac{C_p \rho_n}{C_n \rho_p} \right] \left(1 + \frac{t}{22,4} \right) (3,75 \varphi^{0,5} + 1,80), \quad (4.72)$$

де q – кількість солі, розчиненої водою, з одиниці поверхні каверни, кг/(м²·год);

C_p и C_n – концентрація, відповідно, розчинника і насиченого розсолу, кг/м³;

ρ_p і ρ_n – густина, відповідно, розчинника і розсолу, кг/м³;

t – температура розчинника, °С;

β, φ – кути нахилу реакційних поверхонь, радіани;

22,4; 8,75; 5,78; 3,75; 1,80 – розмірні коефіцієнти.

Використовуючи ці формули і представляючи геометрію камери, що розмивається, як послідовний (поетапний) ряд ємностей певної конфігурації, розраховують концентрацію і витрату розсолу для кожного етапу і терміни розмиву. Для попередніх опрацювань варіантів розмиву використовують спрощені формули, усереднюючи параметри камер (без розбиття на етапи).

Оскільки форма камери, що розмивається, може істотно відрізнитися від прийнятої розрахункової схеми, доцільно провести спеціальні узагальнення експериментів для створення більш загальних методів розрахунку.

Нижче приведена послідовність проектування розмиву підземних ємностей у відкладеннях кам'яної солі.

1. *Вибір технологічної схеми розмиву.* Досвід споруди підземних ємностей дозволяє рекомендувати як основну схему ступінчасту протитечію, а в складних гірничо-геологічних умовах – ступінчастий прямоток.

2. *Складання розрахункової схеми формоутворення ємності* ведеться з урахуванням наступного:

а) *поверхні, що розчиняються, розташовуються стосовно до розчинника під кутом 90 і 180°* (вертикальна бічна стінка і горизонтальна стельова);

б) *лінійні швидкості розчинення поверхонь, однаково орієнтованих в просторі вища башмака зовнішньої робочої колони, не залежать від висоти камери і приймаються рівними;*

в) *лінійна швидкість розчинення горизонтальної поверхні в 1,5 рази* (нерастворитель – повітря) вища за лінійну швидкість розчинення вертикальної поверхні.

Розрахункову схему формоутворення прийнято будувати у вигляді вертикального перетину по осі проектованої ємності.

Форму гідроврубів беруть циліндровою за умови прийому нерозчинних крапель. В кінці розмиву форму гідроврубів приймають у вигляді усіченого конуса, рівновеликого за об'ємом початковому циліндру з діаметром нижньої підстави, рівним $2/3$ діаметру циліндра. На кожному заданому етапі будують форму ємності для зони вище за башмак колони з урахуванням викладеного вище, а для зони нижче – з урахуванням діаметра гідроврубів, який береться за підставу усіченого конуса.

3. *Розрахунок основних технологічних параметрів.* Як поверхню розчинення приймають «приведену поверхню» (умовну вертикальну

поверхню, кількість солі з якої розчиняється водою в одиницю часу, рівна кількості солі, розчиненій з поверхні ємності складної геометричної форми).

Вводять поняття *приведеної швидкості розчинника і приведенного коефіцієнта швидкості розчинення*. Експериментальні дослідження В. А. Мазурова і Б. Н. Федорова дозволили встановити область автоточності і отримати систему розрахункових формул. Цей метод розрахунку надійний, простий і дає високу точність.

Приведена поверхня розчинення у відповідності з прийнятою схемою формоутворення

$$S_{\Pi} = \sum_{i=1}^n S_{i_b} + 1,5 \sum_{i=1}^m S_{i_r}, \quad (4.73)$$

де S_{i_b} і S_{i_r} – площі вертикальних і горизонтальних поверхонь розчинення.

Концентрацію розсолу, що поступає на поверхню, на будь-якому етапі формування ємності розраховують за формулами

$$C = C_n \left(1 - \frac{1}{\frac{K_{\Pi}}{u_{\Pi}} + 1} \right), \quad (4.74)$$

де C_n — концентрація насиченого розсолу, кг/м³;
 K_{Π} — приведений коефіцієнт швидкості розчинника, м/год;
 u_{Π} — приведена швидкість руху розчинника, м/год;

$$u_n = Q/S_n, \quad (4.75)$$

де Q — витрата розчинника, м³/год;
 S_n — приведена поверхня розчинення, м².

Средньоінтегральну концентрацію розсолу на окремому етапі формоутворення або при розмиві всієї ємності (за умови безперервності процесу і монотонної зміни величини поверхні, що розчиняється, при постійній витраті розчинника) можна визначити за формулою

$$C_{cp} = C_n \left[1 - \frac{\ln \frac{(K_n/u_n)_2 + 1}{(K_n/u_n)_1 + 1}}{(K_n/u_n)_2 - (K_n/u_n)_1} \right], \quad (4.76)$$

де $(K_n/U_n)_1$ і $(K_n/U_n)_2$ – відношення приведенного коефіцієнта швидкості розчинення до приведеної швидкості руху розчинника (дифузійне число Стентона) відповідно на початку і в кінці даного етапу.

Час розмиву етапу або всієї ємності

$$t = \frac{G}{Q_p \cdot C_{cp}}, \quad (4.77)$$

де G – маса солі, що виступила на поверхню з розсолом, кг;

Q_p – витрата розсолу, м³/год.

Для протиточного режиму

$$G = V_\phi (\rho_c g - 0,8C), \quad (4.78)$$

для прямоточного

$$G = V_\phi (\rho_c g - 1,15C) \quad (4.79)$$

де V_ϕ – об'єм камери, м³;

ρ_c – густина кам'яної солі, кг/м³;

C – концентрація розсолу на кінець етапу, кг/м³.

Для визначення приведенного коефіцієнта швидкості розчинення отримані наступні емпіричні формули:

при протитечії

$$K_n = (3,53 + 0,158t) \times u_n^{0,13}, \quad 0,7 \leq u_n \leq 32; \quad (4.80)$$

при прямотоці

$$K_n = (2,78 + 0,125t) \times u_n^{0,13}, \quad 0,4 \leq u_n \leq 32, \quad (4.81)$$

4. *Подачу нерозчинника – повітря, м³/доб, визначають за формулами*

$$Q_{\text{гоз}}(t) = AV_r(t) + V_p(t)S_k + 24Q_pS_{\delta}, \quad (4.82)$$

$$A = \frac{p_k T_{\text{ст}}}{z_k T \rho_{\text{ст}}}, \quad (4.83)$$

де A – коефіцієнт приведення об'єму повітря до нормальних умов;

$V_r(t)$ – функція, що описує зміну об'єму, яке займає повітря у верхній частині камери;

$V_p(t)$ – функція, що описує зміну об'єму розсолу, що знаходиться в камері;

S_k – розчинність повітря в розсолі в камері, м³/м³;

Q_p – витрати розсолу, м³/год;

S_{δ} – розчинність повітря в розсолі біля башмака розсолородної колони, м³/м³;

p_k – абсолютний тиск повітря в камері, МПа;

z_k – коефіцієнт надстисливості газу;

T – температура повітря в камері, К;

$\rho_{\text{ст}}$ – густина за стандартних умов, кг/м³;

$T_{\text{ст}}$ – температура за стандартних умов, К.

Для розрахунку розчинності повітря в розсолі за різних умов можна використовувати формулу В. А. Мазурова:

$$\lg S_k = \lg p - 0,55 \cdot 10^{-3} p - 0,24 \cdot 10^{-2} C + 0,53 \cdot 10^{-6} C^2 - 0,012t + 1,22 \cdot 10^{-4} t^2 + 0,465, \quad (4.84)$$

де S_k – розчинність повітря в розсолі %;

p – тиск, МПа;

t – температура °С;

C – концентрація розсолу, г/л.

У табл. 4.8 наведені результати розрахунку за розглянутою методикою розмиву ємності підземного сховища, на рис. 4.19 наведені результати розрахунків і фактична форма ємності, а на рис. 4.20 наведені фактичний і розрахунковий графіки подачі повітря в ємність.

З цих рисунків видно, що викладена методика достатньо точна для проектування і розмиву ємностей в масивах кам'яної солі.

Розділ 4. Підземне зберігання газу

Таблиця 4.8.

Розрахункові і фактичні дані створення ємності підземного сховища

Об'єм камери на початку і в кінці етапу, м ³	Середня витрата розсолу на етапі, м ³ /год	Приведена поверхня розчинення на початку і в кінці етапу, м ²	Тривалість етапу, год			Концентрація розсолу в кінці етапу, кг/м ³		
			за розрахунком	фактично	відносна погрішність, %	за розрахунком	фактично	відносна погрішність %
24 000	78,6	7 170	2400	2201	+9,1	268	262	+0,4
47 200		9 510						
47 200	93,0	9 510	2120	2009	+5,5	267	255	+4,7
75 800		12 420						
24 000	85,5	7 170	4470	4270	+4,7		255	+4,9
75 800		12 420						

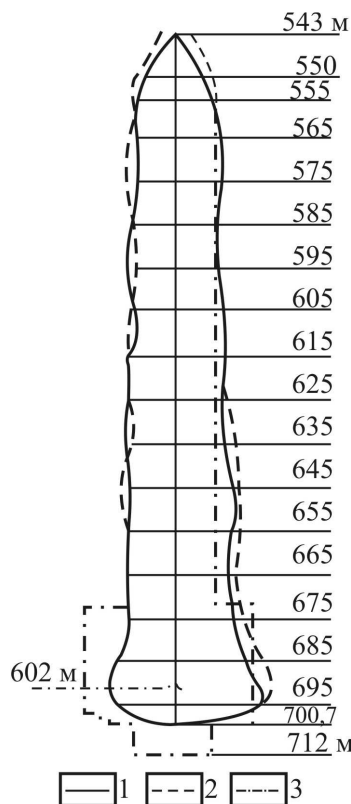


Рис. 4.19. Розрахункова і фактична форми ємності підземного сховища.

1 і 2 – по осях відповідно ПП і СЗ; 3 – за розрахунком

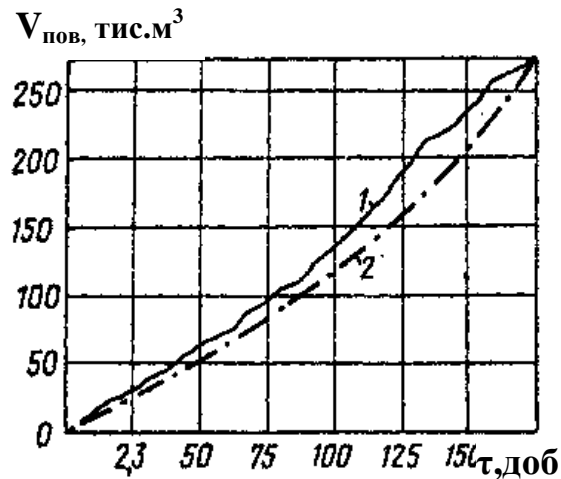


Рис. 4.20. Фактична (1) і розрахункова (2) залежності подачі повітря від часу

4.5.3 Інтенсифікація розмиву кам'яної солі

Фізико-хімічні і гідродинамічні явища, що відбуваються при створенні підземних ємностей, зумовили три основні напрями інтенсифікації розмиву кам'яної солі.

Дія на перемішування всієї маси розчинника в ємності з метою рівномірного розподілу концентрації солі. Це досягається застосуванням різних схем розмиву. Проте значного ефекту інтенсифікації розмиву отримати не вдається, оскільки концентрація розсолу дуже швидко стабілізується і приймає постійне значення при даній схемі розмиву.

Дія на суміжний пласт розчинника. Додатковий масоперенос забезпечують бульбашки повітря або іншого газу, що виділяються біля стінок камери. Це явище було відмічене при використанні повітря як нерозчинника і подачі його розчиненим у воді. Встановлено, що розчинність поверхонь у вертикальному напрямі вища при газоподібному нерозчиннику, ніж при рідкому. Як газ можуть бути використані також вуглекислий газ, пропан і інші легкі вуглеводні. Для поліпшення утворення бульбашок при зниженні тиску рекомендується додавати поверхнево-активні речовини.

Масообмін в суміжному шарі посилюється під дією пружних коливань звукових частот. Експерименти показали, що залежно від інтенсивності випромінювання швидкість розчинення солі зростає в 1,5–2 рази. Відносна ефективність дії пружних коливань збільшується

із зростанням початкової концентрації розсолу.

Третій напрям інтенсифікації заснований на зміні параметрів процесу. Відомо, що солезйом залежить від температури розчинника. Лабораторні експерименти показали, що підвищення температури розчинника з 20 до 40–50 °С призвело до зростання солезйому в 1,5 – 2 рази.

Сучасний стан інтенсифікації розмиву характеризується активним пошуком і розробкою промислових методів. Широке промислове впровадження методів інтенсифікації дозволить скоротити терміни будівництва підземних сховищ у покладах кам'яної солі і підвищити їх техніко-економічну ефективність.

4.5.4 Визначення об'єму і форми підземних ємностей

Для управління процесом розмиву і контролю за станом ємності в процесі експлуатації необхідно знати її об'єм і форму. Ці дані отримують з інформації про розмив ємності (загальний об'єм закачаної прісної води, концентрації розсолу) і за допомогою дистанційних приладів, що спускаються в ємність.

З інформації про об'єм і густину вилуженої солі можна оцінити об'єм ємності, але практично неможливо визначити її форму. Погрішність цих методів значна і зумовлена анізотропією солі, наявністю нерозчинних вкраплень, складністю динаміки розмиву і так далі. Таким чином, наземні методи контролю за об'ємом застосовують для орієнтовної оцінки.

Основними методами визначення об'єму і форми підземних ємностей є *ультразвуковий гідролоток, методи, що застосовуються за допомогою електрорівнеміра, що спускається в заповнену розсалом і нафтопродуктом ємність, а також телевізійних установок і оптичних вимірювальних приладів* в незаповнених ємностях.

Гідролокаційне вимірювання проводять періодично при розмиві, завершенні будівництва і експлуатації ємності. При вимірюваннях розмив припиняють і через гирлову арматуру свердловини і внутрішню колону на каротажному кабелі в ємність спускають свердловинний снаряд гідролокатора. Електроживлення його і наземного пульта здійснюється від загального блоку живлення каротажної станції.

У гідролокаторах («Контур» і «Промінь») застосовують електроннопроменевий індикатор з фотореєстратором або

самописний прилад, що фіксує вимірювання в полярних координатах. Відхилення електронного променя або пера реєстратора від нульового положення пропорційно інтервалу часу t між моментом надсилання імпульсу і приходом його віддзеркалення від стінки ємності. Розмір камери визначають за формулою

$$R = vt/2, \quad (4.85)$$

де R – відстань від випромінювача до стінки камери підземного сховища;

V – швидкість розповсюдження ультразвуку в рідині, що заповнює ємність (встановлюють при калібруванні приладу);

t – час, який визначається шляхом вимірювань.

На рис. 4.21 наведено один з перетинів ємності підземного сховища, який отримано за допомогою фотореєстратора з індикатором кругового огляду (звукового каверноміра).

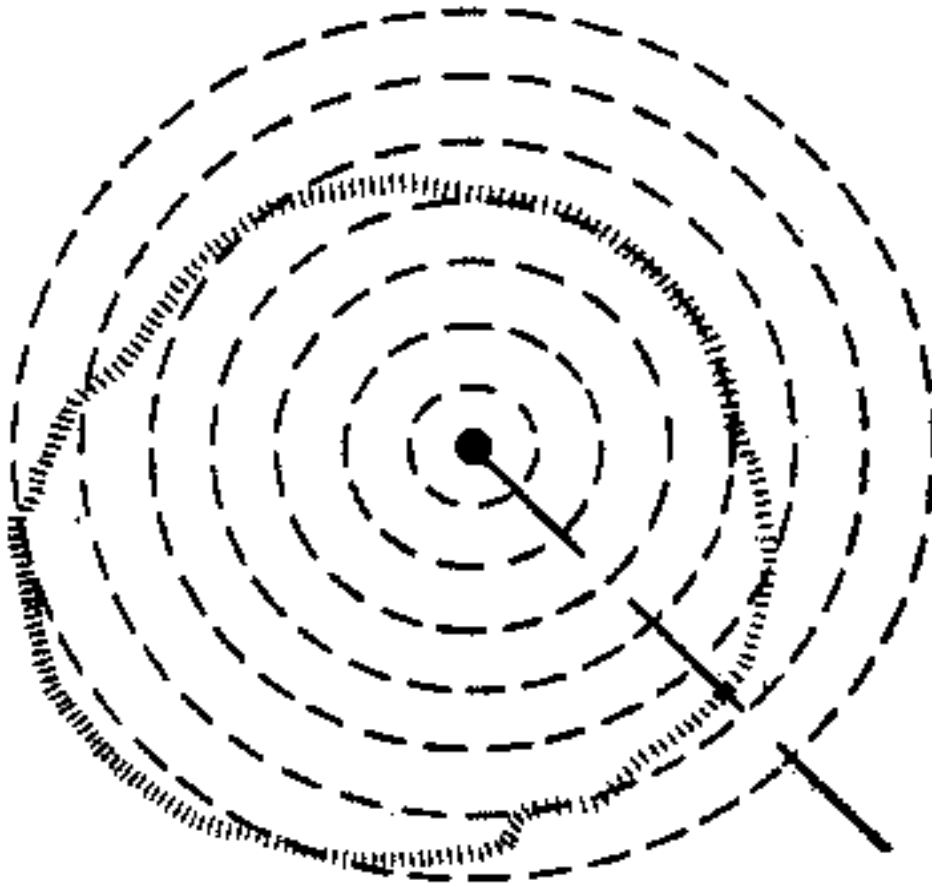


Рис. 4.21. Поперечний перетин підземної ємності, отриманий за допомогою звукового каверноміра

Після зйомки перетину камери на даному рівні свердловинний снаряд гідролокатора переміщують на новий рівень. Відстань між сусідніми рівнями залежить від розмірів ємності і складності її форми і коливається від 1 – 2 до 20 – 30м.

Детальне уявлення про форму ємності дає сукупність всіх горизонтальних перетинів, яку іноді представляють у вигляді просторової моделі.

Форму елементарного об'єму між перетинами можна геометрично представити у вигляді циліндра, усіченого конуса або кульового шару. Визначати об'єм прийнято за формулою для усіченого конуса

$$V = \frac{1}{3}h(2\sum S_i + \sum \sqrt{S_i S_{i+1}}), \quad (4.86)$$

де V – об'єм ємності ПСГ;

h – відстань між сусідніми горизонтальними перетинами i і $i+1$;

S_i, S_{i+1} – площа перетину ємності, відповідно, на глибині H_i і H_{i+1} .

Досвід вимірювань показав, що за несприятливих умов погрішність гідроакустичних даних може досягати 10–15 %, тому в кожному випадку потрібно оцінювати сумарну погрішність вимірювань.

Роботи з контролю за формою і об'ємом незаповнених ємностей виконують в наступному порядку. Спочатку роблять візуальний огляд внутрішньої порожнини ємності за допомогою телекамери. Окремі ділянки стінок камери фотографують і орієнтовно оцінюють розміри ємності. Потім оптичним вимірювальним приладом з урахуванням телевізійних спостережень вимірюють розміри перетинів через заданий інтервал глибин. Об'єм ємності розраховують за формулою (4.86).

4.5.5 Особливості експлуатації ПСГ у покладах кам'яної солі

Технологічна схема і режим експлуатації ПСГ залежать від мети зберігання газу: регулювання добових, сезонних або заводських коливань споживання палива, сировини або готової продукції. Процес експлуатації ПСГ складається з чотирьох циклів: закачування, зберігання, відбір, простій частково або повністю спорожненого сховища.

Газ закачують двома способами: *самоплив і з застосуванням насосів*. В період нерухомого зберігання продукту в ємності проводять відповідний контроль за тиском, положенням рівнів продукту і за устаткуванням.

Продукт, що зберігається, при відборі витісняють з ємності розсолем, газоподібними агентами або іншими продуктами. Відкачування ведуть за допомогою заглиблених насосів. Для підйому газорідинної суміші свердловиною використовують газліфт. Під час простою частково спорожненої ємності контролюють допустимий тиск, рівні і стан устаткування. Тривалість кожного циклу залежить від призначення ПСГ, простій його слід скорочувати до мінімуму.

Найбільш поширені технологічні схеми експлуатації ПСГ із застосуванням рідкого робочого агента. *Залежно від способу витіснення застосовують схеми експлуатації сховищ з рідким і газоподібним робочим агентами.*

Переваги схеми з рідким робочим агентом: розсіл нейтральний за відношенням до стінок сховища і до продукту, що зберігається, густина його вища за густину продукту, у зв'язку з чим збільшується ефективність витіснення; в усіх точках технологічної схеми і в підземних резервуарах відсутня парова фаза продукту, що зберігається (немає «великих і «малих» дихань); продукт знаходиться в сховищі під тиском стовпа розсолу.

Недоліки схеми: необхідність зберігання розсолу в розсолосховищах (отримання розсолу з розсолوپромислів або із свердловин, пробурених на неглибокі пласти мінералізованої води), підтримка заданої концентрації розсолу, збереження герметичності стінок і ложа розсолосховища, зміна густини розсолу в наслідок нагріву в підземній ємності холодного закачаного розсолу.

Технологічна схема експлуатації ПСГ з рідким робочим агентом представлена на рис. 4.22.

В даному випадку зріджений газ зливають на залізничній естакаді 2. Можливо також надходження зрідженого газу по трубопроводу або доставка водним транспортом. Насосами 3 при надмірному тиску, достатньому для витіснення розсолу, рідкий газ подається по кільцевому простору свердловини у верхню частину ємності, а розсіл по внутрішній розсолопідіймальній колоні витісняється в наземне розсолосховище 8. Можливо створення і підземних розсолосховищ.

Після зливу рідкої фази залізничні цистерни звільняються від

Розділ 4. Підземне зберігання газу

пари пропану, яка стискається компресором 5 і зріджуються в конденсаторі 6. Із збірки конденсату 7 зріджений газ періодично відкачується в підземну ємність 1.

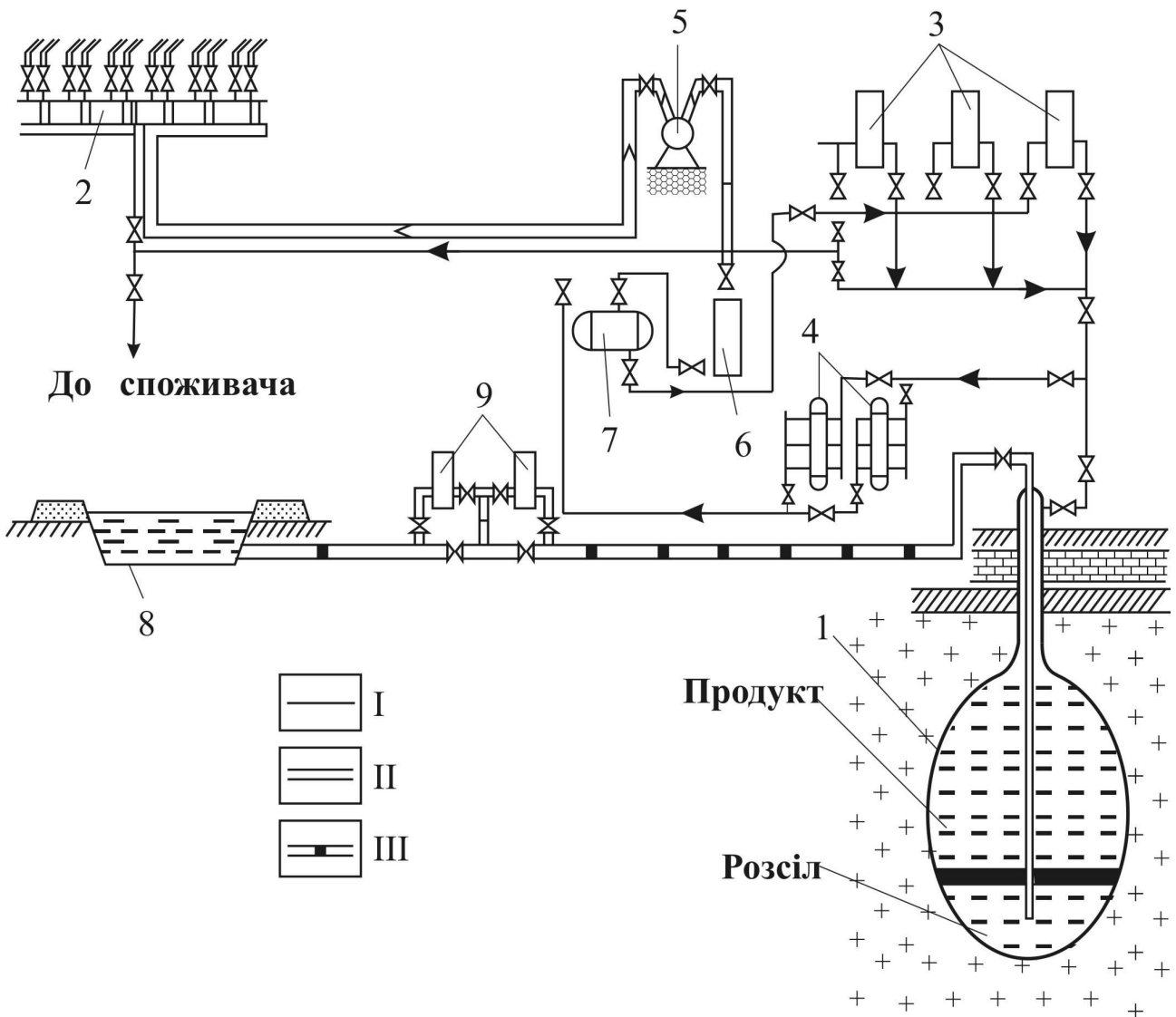


Рис. 4.22. Схема експлуатації підземного сховища зріджених газів у відкладеннях кам'яної солі.

1 – підземна ємність;
 2 – залізнична естакада;
 3 – продуктивні насоси;
 4 – установка осушення газу;
 5 – компресор;
 6 – конденсатор;
 7 – збірка конденсату,
 рідкої фази;

8 – розсолосховище;
 P – насоси для перекачування
 розсолу.
 I – трубопровід;
 II – трубопровід парової фази;
 III – трубопровід розсолу.

Розсіл, який подається з розсолосховища 8 насосами 9 в центральну розсольну колонну, витісняє зріджений газ за затрубним простором на поверхню. Зріджений газ після зберігання при необхідності поступає на установку осушення газу 4. Якщо вміст вологи в газі не перевищує допустимого, зріджений газ подається безпосередньо з сховища на естакаду 2 для наливання в залізничні цистерни або видається іншим споживачам.

Переваги схем ПСГ з газоподібним робочим агентом: відсутність розсолосховищ і всіх витрат, пов'язаних з їх експлуатацією; закачуванням і відбором розсолу; відсутність небезпеки некерованого дорозмиву ємностей; гнучкість управління режимами закачування і відбору; простота схеми, істотне зниження капітальних вкладень і експлуатаційних витрат; використання газоподібного агента при відборі продукту для підйому рідини за способом газліфта.

Недоліки цих схем: підвищення вимог до герметичності свердловин і ємності; небезпека розчинення газоподібного агента в продукті, який зберігається, що веде до зміни товарних властивостей; спеціальні вимоги до властивостей газоподібного агента; небезпека різкого зниження внутрішнього тиску в ємності при вибоках газу.

Газоподібні агенти повинні задовольняти наступним умовам: не конденсуватися при тиску і температурі сховища; не розчинятися в продуктах, що зберігаються, і не вступати з ними в хімічну взаємодію; не розчиняти в собі пари продуктів, що зберігаються; не утворювати з парами продуктів вибухонебезпечної суміші. Простота отримання і невелика вартість газоподібних агентів також визначають доцільність застосування схеми.

Як газоподібні агенти можна використовувати азот, вихлопні і топкові гази, частину продукту, що зберігається природний газ, що складається в основному з метану.

У покладах кам'яної солі зберігають не тільки рідкі гази і нафтопродукти, але і природні гази в газоподібному стані.

4.5.6 Розрахунок запасів газового покладу

Для нових родовищ (покладів) або для покладів, з яких відібрано значну кількість газу, рекомендується *об'ємний метод* підрахунку запасів газу.

Балансові запаси газу в покладі, приведені до стандартних умов, розраховують за формулою:

$$V_{\tau} = FhmS_r \frac{P_{nl} T_{cm}}{P_0 T_{nl} Z} \quad (4.87)$$

де V_{τ} – балансові запаси газу, приведені до стандартних умов, м³ ;

S_r – середня газонасиченість пласта;

$P_{пл}$, P_0 – відповідно тиск пластовий і нормальний, МПа;

T_T , T_{CT} – відповідно температура пластова і стандартна, К;

Z – коефіцієнт надстислості реального газу.

Іноді замість газонасиченості пласта задають вміст в порах зв'язаної води S_{ε} . В цьому випадку газонасиченість визначається за формулою

$$s_r = 1 - s_{\varepsilon} \quad (4.88)$$

Приклад 4.13. Визначити балансові запаси газу в покладі, що має наступну характеристику:

площа продуктивної частини пласта 7,15·10 м²; середня газонасичена товщина пласта 9,72м; середній коефіцієнт відкритої пористості 0,28; вміст в порах зв'язаної води 0,33; тиск пласта 31,6 МПа; температура пласта 76°С; коефіцієнт надстисливості газу, обчислений по його компонентному складу 0,913.

Рішення. Розраховуємо газонасиченість за формулою (4.88):

$$S_r = 1 - 0,33 = 0,67.$$

Підставляємо початкові і обчислені параметри в (4.87):

$$V_r = 7,15 \cdot 10^3 \cdot 9,72 \cdot 0,28 \cdot 0,67 (31,6 \cdot 293) / (0,1 \cdot 349 \cdot 0,913) = 3788,4678 \cdot 10^8 \text{ м}^3 = 378,85 \text{ млрд. м}^3.$$

Таким чином, балансові запаси покладу складають 378,85 млрд. м³ газу.

4.5.7 Розрахунок дебіту газової свердловини

Загальне рівняння притоку газу в свердловину

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = aV_r + bV_r^2, \quad (4.89)$$

де a, b – числові коефіцієнти відповідно, $\frac{(МПа)^2 \cdot \text{доб}}{м^2}$ і $\frac{(МПа)^2 \cdot \text{доб}^2}{м^6}$;

Розділ 4. Підземне зберігання газу

V_r – дебіт газу, приведений до нормальних умов, м³/доб.

Тиск на забої свердловини

$$P_{заб} = P_y e^{1,293 \cdot 10^{-4} L_c \tilde{P}_r \frac{T_0}{T_0 + t_c}}, \quad (4.90)$$

де P_y – зміряний в міжтрубному просторі тиск на усті свердловини, МПа;

L_c – глибина свердловини

\tilde{P}_r – відносна густина газу в свердловині;

t_c – середня температура в свердловині, °С.

Числові коефіцієнти рівняння розраховують методом найменших квадратів за наступними формулами:

$$a = \frac{\sum (\Delta p^2 / V_r) \sum V_r^2 - \sum V_r \sum P^2}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}; \quad (4.91)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta p^2 - \sum V_r \sum (\Delta p^2 / V_r)}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}, \quad (4.92)$$

де $\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_{заб}^2$

V_r – дебіти газу за окремими вимірами, м³/доб;

N – кількість вимірів.

Завдання. Розрахувати дебіт газової свердловини для наступних умов.

Глибина свердловини 2500м; густина газу в свердловині 1,06кг/м³; середня температура в свердловині 47°С.

Розрахунок дебіту провести для тиску $p_{заб} = 0,9 p_{пл}$

Результати дослідження представлені нижче

Режим виміру.....1 2 3 4 5

Параметри:

тиск p_y , МПа 32 32,8 33,5 34,1 34,6

встановлений

дебіт газу при

нормальних

умовах V_r , м³/доб 1·10⁶ 0,8·10⁶ 0,6·10⁶ 0,37·10⁶ 0

Розв'язок. Розраховуємо забійний тиск, який відповідає режимам вимірів.

Режим 1

$$P_{заб1} = 32e^{1,293 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 \frac{1,06}{1,292} + \frac{273}{273+47}} = 32e^{0,226} \cong 40,11 \text{ МПа};$$

Режим 2

$$P_{заб2} = 32,8e^{0,226} \cong 41,11 \text{ МПа};$$

Режим 3

$$P_{заб3} = 33,5e^{0,226} \cong 42 \text{ МПа};$$

Режим 4

$$P_{заб4} = 34,1e^{0,226} \cong 42,75 \text{ МПа}.$$

Визначаємо пластовий тиск: $p_{пл} = 34,6 \cdot 1,25358 \approx 43,47 \text{ МПа}$.

Число вимірів в процесі дослідження свердловини – $N=4$.

Розраховуємо Δp^2 :

$$\text{Режим 1 } p_1^2 = (43,37)^2 - (40,11)^2 = 1880,98 - 1608,81 = 272,15;$$

$$\text{Режим 2 } p_2^2 = 1880,96 - (41,11)^2 = 1880,96 - 1690,03 = 190,93;$$

$$\text{Режим 3 } p_3^2 = 1880,96 - (42)^2 = 1880,96 - 1764 = 116,96;$$

$$\text{Режим 4 } p_4^2 = 1880,96 - (42,75)^2 = 1880,96 - 1827,56 = 53,4.$$

Обчислюємо коефіцієнт a :

$$a = \frac{850,06 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 635,44}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 0,6439 \cdot 10^{-4},$$

а також коефіцієнт b :

$$b = \frac{4 \cdot 635,44 - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 850,06 \cdot 10^{-6}}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 2,139 \cdot 10^{-10}.$$

Розраховуємо забійний тиск для заданих умов $p_{заб} = 0,9 p_{пл}$;

$$P_{заб} = 0,9 \cdot 43,37 = 39,03 \text{ МПа},$$

а також

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = (43,37)^2 - (39,03)^2 = 1880,9569 - 1523,5750 = 357,3819.$$

З рівняння: (4.89) маємо

$$V_r = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)}}{2b}$$

або

$$V_r = \frac{-0,6439 \cdot 10^{-4} + \sqrt{0,416 \cdot 10^{-9} + 2,139 \cdot 10^{-10} \cdot 357,3819}}{2 \cdot 2,139 \cdot 10^{-10}} = \frac{-0,6439 \cdot 10^{-4} + 5,567 \cdot 10^{-4}}{4,278 \cdot 10^{-10}} = \frac{4,9233 \cdot 10^{-4}}{4,278 \cdot 10^{-10}} = 1,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{доб.}$$

Таким чином, дебіт свердловини при $p_{заб}=0,9p_{пл}$ складе $1,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{доб.}$

4.5.8 Техніко-економічні показники створення і експлуатації підземних сховищ газу в непроникних гірських породах

Результати техніко-економічних досліджень дозволяють встановити основні залежності питомих капітальних і експлуатаційних витрат від об'єму, глибини сховища і інших чинників (рис. 4.23, 4.24).

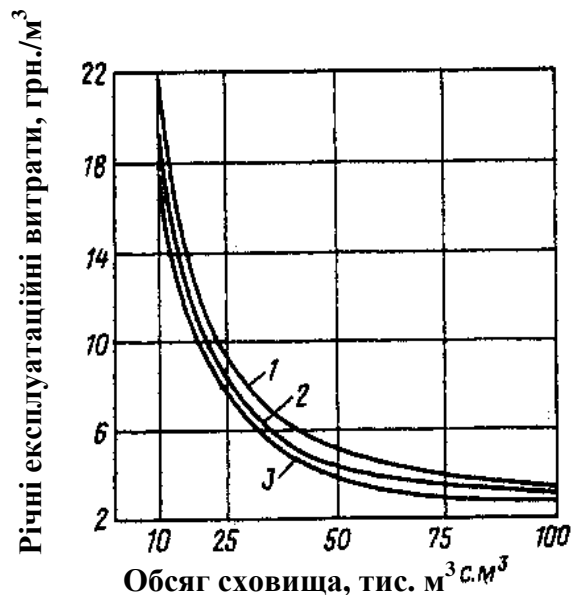
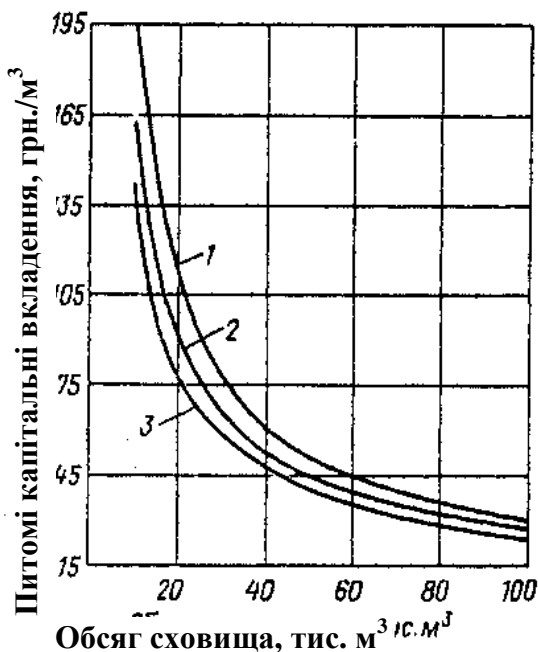


Рис. 4.23. Залежність питомих капітальних вкладень в будівництво ПС рідких газів від глибини залягання пласта і геометричної ємності каверни.

- 1 – L = 1000м;
- 2 – L = 500м;
- 3 – L = 250м

Рис. 4.24. Залежність річних експлуатаційних витрат при експлуатації ПС рідких газів від глибини залягання пласта і геометричної ємності каверни.

- 1 – L = 1000м;
- 2 – L = 500м;
- 3 – L = 250м

Питомі капітальні вкладення знижуються із збільшенням об'єму сховища по гіперболічній кривій, а із збільшенням глибини зростають майже лінійно. Вартість наземних комплексів складає 40–50% всіх витрат для сховищ невеликого розміру (10 тис. м³) і 30–40% для сховищ великого розміру (100 тис. м³), тобто мало залежить від об'єму сховища. Тому капітальні вкладення істотно знижуються при збільшенні об'єму сховищ. Вартість скидання розсолу на глибину 1500м або подача його споживачеві на відстань 100км. (розсоловидобуток, завод і т. д.) складає приблизно 20–30 % для сховищ об'ємом 10 тис. м³ і 30–40 % для сховищ об'ємом 100 тис. м³.

Витрати на розмив ємностей складають всього 6–10 % загальної суми капітальних вкладень. Питомі експлуатаційні витрати залежно від об'єму і глибини залягання змінюються практично за тими ж закономірностями, що і капітальні відкладення, тобто знижуються по гіперболічній кривій залежно від об'єму і зростають прямолінійно із збільшенням глибини. Зменшення експлуатаційних витрат із збільшенням об'єму сховища відбувається внаслідок того, що такі статті витрат, як заробітна плата, амортизація і інші витрати, складові в сумі 75 % всіх витрат, змінюються зі збільшенням об'єму сховища.

4.5.9 Використання газоконденсатних родовищ, які розробляють із застосуванням сайклінг-процесу

Близькими за виконанням функцій, пов'язаних з регулюванням газопостачання, до родовищ–регуляторів, своєрідним їх різновидом є *газоконденсатні родовища*, які розробляють з підтриманням пластового тиску шляхом повторного нагнітання в продуктивні горизонти сухого (відбензиненого) газу. При цьому вони на початковій стадії можуть розроблятися у так званому переривчастому режимі, тобто в літній період не проводилось закачування газу, а лише в зимовий період здійснювався його відбір. Такий різновид початкового етапу експлуатації газоконденсатного родовища, з подальшим переведенням його у звичайний класичний сайклінг (закачування сухого газу в літній період та відбирання насиченого газоконденсатом і використання його в осушеному стані для газопостачання в зимовий період) є найприйнятнішим для регулювання газопостачання.

Крім того існують модифікації сайклінг–процесу, що знайшли

своє застосування і на українських газоконденсатних родовищах, за яких об'єми відборів газу у зимовий період перевищують їх у літній період. У режимі сайклінг–процесу тривалий час у 80-і роки розроблялося Новотроїцьке газоконденсатне родовище.

У даний час розробляються із застосуванням сайклінг–процесу газоконденсатні поклади на Котелівському (горизонт С), Тимофіївському (горизонт Т–1) родовищах, проводяться роботи з впровадженням процесу на Куличихинському (горизонт Т–1) родовищі.

Технологічна особливість впровадження процесу на окремих ГKR передбачає у певні проміжки часу закачування "сухого", відбензиненого газу, відбирання збагаченого газоконденсатом газу та його часткову реалізацію споживачам.

На об'єми закачування в газоконденсатні пласти сухого газу, відбір газоконденсатної продукції та реалізацію газового конденсату або частково відбензиненого газу впливає низка технологічних чинників, зокрема, стадія здійснюваного процесу, облаштованість родовища, а також наявність ресурсів газу тощо.

Для аналізу приймають найбільш представницькі щодо потреби в газі періоди: місяці червень–серпень у весняно–літньому сезоні та грудень–лютий в осінньо–зимовому сезоні. Стадія впровадження сайклінг–процесу в окремих покладах та наявність ресурсів газу відображається в тому, що в літні місяці зовсім відсутня реалізація газу для споживачів і весь відбираний газ після його відбензинення повторно нагнітається у газоконденсатні пласти.

4.5.10 Використання годографа в технологічному проектуванні ПСГ

В технологічному проектуванні та експлуатації ПСГ в Україні набув поширення запропонований в УкрНДІГаз (Карачинський В.Ю., Баранов А.В.) наприкінці 60-х років минулого століття метод спостереження за поведінкою газового покладу – об'єкта зберігання газу – названий авторами *методом годографа*. Годограф (від грецьких слів "годос", що означає шлях, напрям, рух, та "графо" – пишу) – крива, що являє собою геометричне місце кінців векторів, які відкладені від спільного початку і дорівнюють різним значенням деякої векторної функції.

Цей метод можна вважати одним із різновидів методу матеріального балансу і застосовувати для оперативного поточного

оцінювання запасів газу в ПСГ. Проте призначення методу цим не обмежується і його використовують також для простеження еволюції газового об'єму в часі, газогідродинамічного та екологічного моніторингу експлуатації ПСГ.

Метод характеризується відносною простотою і наочністю. Він ґрунтується на використанні балансової моделі газового покладу загалом або її модифікації для окремих частин покладу – зон, пропластків, блоків. Його застосування уможливорює проведення певної інтегральної оцінки величини, розподілу та стану дренажних (і недренажних) запасів газу в сховищах шляхом оцінювання запасів в покладі загалом та окремих частинах його за формулою:

$$M(t) = Q(t) \cdot P_o T_{пл} / T_o, \quad 4.93$$

де: $M(t)$ – кількість газу в пласті, млн. м³;

$Q(t)$ – об'єм газу, що знаходиться в пласті, млн. м³;

P_o – атмосферний тиск, кгс/см²;

$T_{пл}$ – пластова температура, К;

T_o – стандартна температура, К.

Суть методу полягає в тому, що дослідження руху газового об'єму в пластових умовах проводиться радіус–вектором. При цьому котангенс 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, за умови повного дренажу покладу екстраполюється в початок координат. Якщо дана пряма відтинає на осі абсцис певний відрізок, то отримане значення в точці перетину відповідає об'єму газу, що не бере участі в процесі дренажу і скопчується в слабо дренажних зонах.

Існування таких зон визначається як за результатами промислових спостережень, так і зміни гістерезисної петлі годографа, а також зміни напрямку осередненої прямої, яка протягом циклічної експлуатації сховища постійно відтинатиме на осі абсцис різні чи однакові відрізки і характеризуватиме об'єм газу, що знаходиться в "застійній" зоні, тобто не охоплений активним дренажем. Проекція прямої на вісь абсцис, у діапазоні пластового тиску від 1 до максимального значення за розглядуваний період дає можливість визначити середню за сезон величину активно дренажних запасів газу.

Побудова графіку залежності $M(t)=f P/z(t)$ здійснюється з використанням балансових об'ємів газу в сховищі і середньозважених пластових тисків на кінець кожного місяця.

Іншими словами, *годограф підземного сховища* – вектор-функція $f(t)$, представлена графіком в координатах $[M(t), P_{зв}]$, побудованим за вимірами $V_o(t)$, P і T на конкретних об'єктах, що характеризує історію руху газового об'єму сховища, його поточний стан та дозволяє прогнозувати його поведінку на перспективу.

Під час циклічної експлуатації сховищ, створених на базі виснажених газових (газоконденсатних) покладів з високою неоднорідністю та анізотропією пласта–колектора, загасаючий по роках зсув гістерезисної петлі вправо вказує на поступове насичення слабо дренажних (периферійних) ділянок, у яких градієнт пластового тиску на початку створення сховища був нижчим, ніж у активно дренажній (склепінній). Згасаючий по роках зсув графіка вліво інтерпретується як вплив припливу газу зі слабо дренажних (периферійних) ділянок покладу в активно дренажну (склепінну) частину з меншим на початок створення сховища градієнтом пластового тиску.

Під час експлуатації ПСГ у водоносних пластах постійність протягом декількох років зрушень гістерезису вправо свідчить про постійно існуючі відтоки газу. Зсув зображеного графіка вліво визначає приплив газу в поклад з суміжних газонасичених ділянок.

Годограф розглядається як засіб газогідродинамічного контролю і екологічного моніторингу ПСГ. На основі вивчення цим методом динаміки створення і експлуатації реальних ПСГ запропонована якісна класифікація ПСГ з виділенням газосховищ *ізохорного, ізобарного та проміжного (ізобарно-ізохорного) типу*. Прикладом сховища ізохорного типу (на годографі звичайні ізохорні ділянки, відсутність розвинутих ізобарних ділянок) визнано Червонопартизанське, ізобарного типу (на годографі переважають ізобарні ділянки, відсутність виражених ізохорних ділянок) – Солохівське та змішаного ізобарно-ізохорного (годограф вмішує як ізохорні, так і ізобарні ділянки) – Олишівське. (рис. 4.25)

Багаторічний аналіз послідовних циклів конкретних ПСГ на площині годографа дає можливість виявляти і контролювати характерні особливості геотехнологічної еволюції сховища і зокрема діагностувати витоки газу ("внутрішній" моніторинг). Цей метод у поєднанні з методами польової геохімії та біохімії ("зовнішній"

моніторинг) є основою екологічного моніторингу ПСГ.

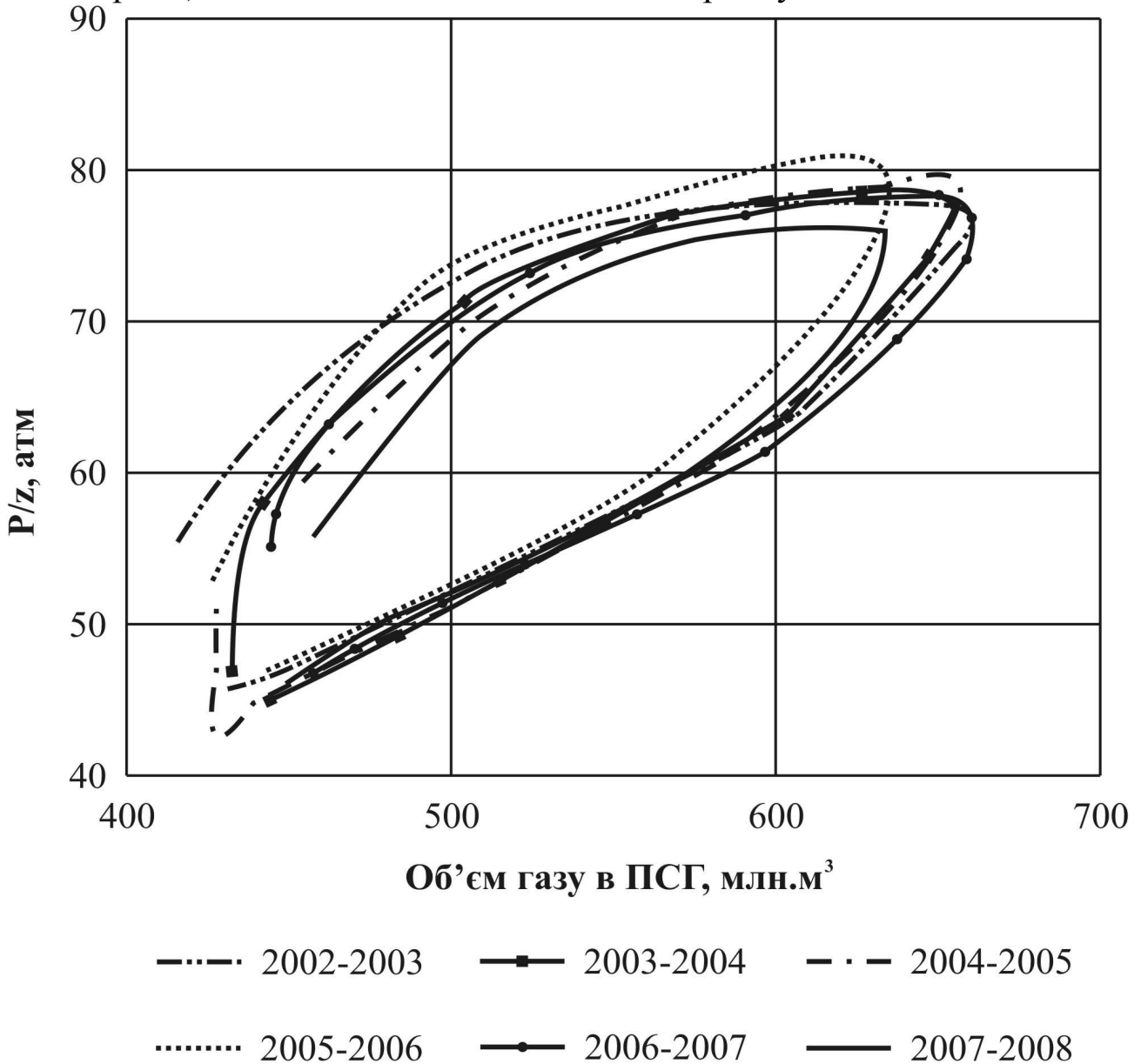


Рис. 4.25 Годограф експлуатації Олишівського ПСГ

Питання для контролю знань та обговорення

1. Охарактеризуйте мережу підземних сховищ газу України.
2. Які географічні умови розташування ПСГ?
3. Наведіть основні елементи ПСГ та вимоги до них.
4. Які режими роботи газових покладів при експлуатації ПСГ?
5. Яке призначення буферного газу?
6. Наведіть основні розрахункові параметри підземного сховища газу.

7. Охарактеризуйте основні технологічні схеми збору, розподілу і обробки газу.
8. Які основні правила експлуатації ПСГ?
9. Які основні параметри визначають при проектуванні будівництва ПСГ у виснаженому газовому родовищі?
10. Наведіть схему нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму.
11. Як визначити максимальний об'єм газу в сховищі та максимальний забійний і гирловий тиски в кінці періоду закачування?
12. Як визначити необхідне число видобувних свердловин, число компресорів для роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації?
13. З яких основних етапів складаються дослідження нагнітально-видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу?
14. Які умови підземного зберігання газу у відпрацьованих нафтових і газоконденсатних родовищах?
15. Як впливають фізикогеологічні параметри пласта – колектора на процеси витіснення, розчинення і випаровування нафти газом?
16. Як визначають основні параметри частково виробленого нафтового пласта?
17. Які методи визначення герметичності покрівлі пастки?
18. Наведіть гідродинамічну розрахункову схему водонасиченого пласта при розрахунках закачування газу.
19. Які методи визначення шляхів руху газу в пласті?
20. Особливості підземного зберігання рідких газів у покладах кам'яної солі.
21. Основні методи і схеми розмиву підземних ємностей.
22. Проектування розмиву підземних ємностей у покладах кам'яної солі.
23. Які основні напрямки інтенсифікації розмиву кам'яної солі?
24. Як визначають об'єм і форму підземної ємності?
25. Які особливості експлуатації ПСГ у покладах кам'яної солі?
26. Як розрахувати дебіт газової свердловини?
27. Наведіть основні технічно–економічні показники створення і експлуатації ПСГ в непроникних гірських породах.