

МЕТОДОЛОГІЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПРИ СТВОРЕННІ Й ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Д. Ф. Тимків, Я. В. Костів, В. О. Засць

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tzng@nuing.edu.ua

Проаналізовано роботу підземних сховищ газу. Отримані дані покладені в основу розробки математичної моделі для визначення втрат газу під час створення й експлуатації підземних сховищ газу. Експлуатація газосховищ пов'язане з процесами розчинювання газу в пластових водах і його дифузії та сорбції гірничими породами, що сприяє пластовим втратам газу. Вони є незворотними і пов'язані з різними чинниками. Величину пластових втрат обов'язково треба контролювати комплексом промислових, геолого-геофізичних і гідрохімічних досліджень, які дозволяють відслідковувати положення контурів газонасиченості всіх покладів.

Ключові слова: пластовий тиск, коефіцієнти фільтраційних опорів, депресія, добовий відбір газу, сумарний дебіт пластів, сорбція.

Проанализирована работа подземных хранилищ газа. Полученные данные положены в основу разработки математической модели для определения потерь газа во время создания и эксплуатации подземных хранилищ газа. Эксплуатация газохранилищ связана с процессами растворения газа в пластовых водах и его диффузии и сорбции горными породами, что способствует пластовым потерям газа. Они безвозвратны и связаны с различными факторами. Величину пластовых потерь обязательно нужно контролировать комплексом промышленных, геолого-физических и гидрохимических исследований, которые позволяют отслеживать положение контуров газонасыщенности всех залежей.

Ключевые слова: пластовое давление, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, депрессия, суммарный отбор газа, суммарный дебит пластов, сорбция.

The article analyzes operation of underground gas storages. The obtained data were used as a basis for the mathematical model development to determine gas losses during creation and operation of underground gas storages. Operation of gas storages is connected with the processes of gas dilution in formation waters, as well as with its diffusion and sorption by rocks, which promotes formation gas losses. They are irreversible and related to various factors. The value of the formation gas losses should be definitely controlled by the complex of industrial, geological-geophysical, and hydro-chemical studies, which allow controlling the position of the gas saturation contours of all deposits.

Keywords: formation pressure, filtration resistance coefficient, depression, daily gas withdrawal, total flow rate of layers, sorption.

Вступ

Утримування розчиненого газу в пластових водах, які прилягають до газових покладів, має велике значення в процесах формування й експлуатації цих покладів. Роль розчиненого газу в них уперше розглянута в роботах В.П. Савченка й А.Л. Козлова. Результати дослідження з розчинності природних газів у пластових водах знайшли відображення в науковій праці М.Р. Лозовського.

Газ, що розчинився у пластовій воді, далі вже дифузує в ній. Переміщення молекул газових компонентів унаслідок теплового руху або дифузія є одним із найрозповсюджених процесів розсіювання газів. Дифузія відбувається в напрямку падіння концентрації газу та зумовлює вирівнювання його хімічного потенціалу.

Формування комплексу розчинених у пластових водах речовин і самих вод (а також їх рух і вплив на міграцію вуглеводнів), формування та руйнування покладів газу детально розглянуті О.Е. Гуревичем, Л.Н. Капченком і М.М. Кругліковим. Вони приділили велику увагу визначенню руху підземних вод за даними про пластові тиски і щільність води, а також методам математичного моделювання. Особли-

ва увага призначена міграції газоподібних вуглеводнів.

Все, про що йшлося вище, відноситься до газової промисловості зокрема газових родовищ і в жодним чином не стосується пластових втрат, тим більше в підземних сховищах газу.

Тільки з розвитком підземного зберігання газу стали з'являтися матеріали дослідницьких робіт із процесів формування штучних газових покладів, розчинення природних газів у пластових водах, його дифузії в законтурні води й оточуючі породи.

На основі викладеного постає нагальна необхідність у розробці методології функціонування та розвитку системи підземних сховищ природного газу України.

Тому тематика, розглянута в даній статті, є досить актуальною та мало вивченою.

Об'єкт, мета і задачі досліджень

Об'єктом досліджень у даній статті є процеси, які відбуваються при роботі підземних сховищ газу при їх використанні в газотранспортній системі України. Метою є вивчення закономірностей протікання гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі, розроб-

лення методології та математичної моделі для визначення втрат газу при створенні й експлуатації підземних газосховищ. Для цього поставлені наступні задачі: зробити аналіз роботи існуючих підземних сховищ газу; вивчити причини розчинення, дифузії та сорбції газу; розробити методологію та математичну модель для визначення втрат газу при створенні й експлуатації підземних сховищ газу; розвинути методи та способи підвищення ефективності їх роботи.

Аналіз літературних даних

Матеріали дослідницьких робіт із процесів формування штучних газових покладів, розчинення природних газів у пластових водах, його дифузії в законтурні води та оточуючі породи з'явилися лише з розвитком підземного зберігання газу. В одній із таких робіт, що була виконана А.Л. Хейном і П.Я. Алтуховим [1], було виявлено вплив динамічних параметрів на процес вилучення газу з газоводоносного пласта. На підставі одержаних результатів були зроблені висновки про те, що глибина залягання як водоносних структур, так і продуктивних пластів природних газових покладів із крайовою чи підошовною водою суттєво не впливає на хід процесів заміщення газу водою під час експлуатації цих об'єктів, а інтенсивність об'ємного заміщення води газом у період відбирання та ступінь защемлення газу вторгненою в сховище водою мало залежить від перепаду тиску в ньому і визначається, в основному, коефіцієнтом співвідношення тисків на границях сховища. В подальшому дослідники неодноразово звертались до цього питання. Автори Б.А. Резнік та Г.І. Солдаткін в роботі [2], присвяченій структурі активного та буферного об'ємів газу при підземному зберіганні, зробили висновок, що вторгнення пластової води в газонасичену частину штучного покладу супроводжується защемленням деякого об'єму газу в обводненій зоні. Найближче до питання пластових втрат газу при створенні й експлуатації ПСГ підійшли Г.Г. Гершанович із В.І. Дуболазовим [3] і Г.І. Солдаткін із І.М. Биковим [4]. Автори даної роботи, вперше зробили спробу класифікувати втрати газу за їх характером та оцінити їх кількість, розробили методичку підрахунків втрат. Під час розгляду питань пластових втрат більша увага приділялась об'ємам, які перетікають з покладу і можуть бути виявлені за зміною тиску, але щодо втрат газу через його дифузії та сорбції – обмежидися значною мірою лише загальними міркуваннями. Однак, вивчення втрат газу при створенні й експлуатації ПСГ завершилось складанням методичних вказівок з визначення й описання окремих його видів для скорочення цих втрат, а також для більш точного ведення балансу газу на газосховищах, які надто складними для практичного застосування, а тому мають, скоріше, теоретичний характер.

Результати досліджень визначення втрат газу при створенні й експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ)

Загальний об'єм газу в підземному сховищі можна розділити на дві частини: активний (робочий) і буферний (пасивний) [5].

Активний об'єм – це той газ, який циклічно закачується та відбирається з підземного сховища. Буферний об'єм – це той газ, який постійно знаходиться в підземному сховищі під час його експлуатації. Він призначений для створення в ПСГ визначеного пластового тиску наприкінці процесу відбирання, який забезпечує необхідний дебіт газу з свердловин, і для зменшення надходження води. Його величина залежить від глибини залягання пастки, фізико-літологічних параметрів пласта-колектора, його товщини та кута нахилу покрівлі, режиму експлуатації ПСГ й ін. У газосховищі буферний об'єм складається з об'ємів вільного газу (рухомого), защемленого в порах (нерухомого) та розчиненого у воді. Кількісні співвідношення цих складових у буферному об'ємі залежить від режиму штучного газового покладу, складності тектонічної будови пастки та літологічної неоднорідності пласта-колектора.

Якщо поклад характеризується газовим режимом експлуатації, його ємнісні параметри не змінюються, газоводяний контур (ГВК) стабільний протягом усього періоду роботи ПСГ. З точки зору ємнісних параметрів, практично весь поклад являє собою стабільну газоносну зону, яка характеризується однофазною фільтрацією газу. Буферний об'єм у цьому випадку однорідний і наданий, в основному, вільним мобільним газом, який зосереджено в стабільній газоносній зоні. А оскільки при відбиранні газу вода до покладу не надходить, то защемлений газ практично відсутній. За межами ГВК у водоносній зоні, яка характеризується однофазною фільтрацією води, знаходиться незначна кількість розчиненого газу.

При водонапірному режимі експлуатації під час відбирання газу в поклад надходить вода, виникає складна диференціація газонасиченості (як за товщиною, так і за площею), змінюється тиск (спочатку падає, потім зростає) [6]. Наприкінці процесу відбирання частина покладу є обводненою зоною, розмір якої залежить від рухомості пластової води, а її диференційованість за ступенем обводнення – від неоднорідності пласта-колектора. Ту частину покладу, де обводнення виникло до повного защемлення газу в порах породи, називають повністю обводненою зоною. Вона характеризується однофазною фільтрацією води. Ту частину покладу, яка обводнена меншою мірою, утримує газ у вільному виді й характеризується двофазовою фільтрацією газу та води, називають частково обводненою зоною. Разом вони відповідають перехідній зоні газоносного пласта.

Крім цих складових об'ємів газу до буферного об'єму відноситься об'єм сорбованого породами газу, кількість якого може становити 10-20% від сумарного об'єму газу, що розчинився в залишковій воді й у воді перехідної зони.

Але крім явищ розчинення та сорбції газу в ПСГ відбувається його дифузія, тобто розсіювання певних об'ємів газу за межі газосховища в напрямку меншої його концентрації в навколишньому середовищі. При цьому, якщо процеси розчинення та сорбції є зворотними і при постійній пластовій температурі рівновага настає досить швидко і є лише функцією тиску, при зниженні якого нижче тиску насичення відбувається виділення газу у вільну фазу (дегазація, десорбція), то процес дифузії є незворотним і безперервним у часі. Цей процес спричиняє пластові втрати газу при його нагнітанні як при створенні ПСГ, так і під час його експлуатації.

При контактуванні газу з водою та породою відбуваються його розчинення і сорбція, що є початковою стадією дифузії газу в рідині та породі. Дифузуючи з газового покладу в законтурні води, газ утворює навколо нього ореол. Якщо руху пластових вод немає, то ізолінії однакових газонасиченостей вод практично повторюють конфігурацію контуру. Під час їх руху ізолінії зміщуються в напрямку течії. Подібна картина спостерігається і в підшовних водах нижче площини ГВК, де концентрація розчинених газів зменшується у міру відділення від нього. Таким чином, створюється перехідна зона, в межах якої один вільний флюїд (газ) поступово заміщується іншим (водою). В результаті утворюється двокомпонентна зона насичення продуктивних відкладів (перехідна зона), яка займає відповідний об'єм пластаколектора. Її товщина коливається в широких межах. Так, в добре відсортованих високопористих і високопроникних пластах товщина перехідної зони може скласти декілька метрів, а в пластах з низькими фізико-літологічними властивостями – декілька десятків метрів [7]. Окрім цього, слід враховувати розчинений у залишковій воді газ у самому покладі.

Наявність перехідних зон, як правило, ускладнює геометрію газового покладу і розподіл в ньому газу. Тому виникає необхідність враховувати об'єми газу, що припадають на такі зони. І якщо ці процеси відбуваються навколо природних газових покладів родовищ, то, відповідно, ті ж явища відбуваються і при створенні штучних газових покладів у ПСГ.

Як і в процесі розробки природного покладу, під час експлуатації штучного газового покладу ПСГ (відбиранні газу), унаслідок падіння пластового тиску нижче тиску насичення розчинений у перехідній зоні та залишковій воді газ переходить у вільний стан, що збільшує кількість вільного об'єму буферного газу.

Тут варто зазначити, що вивченню газонасиченостей пластових вод і коефіцієнтів дифузії газів у водонасичені колектори в газопромисловій геології не приділялось належної уваги: в більшості випадків ці коефіцієнти відсутні або мають досить спорадичні та загальні визначення. Це, в свою чергу, ускладнює проведення відповідних розрахунків додаткових об'ємів запасів покладів (а при підземному зберіганні – повернення певного об'єму газу з розчиненого

стану в вільний) або втрат за рахунок розчинених у водах газів та їх дифузії з покладу.

Величини коефіцієнтів розчинності газів у воді залежать від її температури та мінералізації, а також від складу розчинених газів і солей. Розчинність газу має своє граничне значення, яке визначається станом, коли рідина повністю насичується газом і більше його не розчиняє, не зважаючи на збільшення тиску. Мінімальний тиск, при якому суміш газу та рідини знаходиться в рідкому (однокомпонентному) стані, називається тиском насичення або пружністю розчиненого газу. Найпростіший спосіб визначення пружності газу, який може бути реалізований при низьких тисках (до 5.0 МПа – найпоширені тиски в ПСГ), базується на законі Генрі. А саме: пружність розчиненого газу P_n визначається шляхом ділення повного об'єму газу V в 1 л (дм³) пластової води, приведенного до $t = 4$ °С, і атмосферного тиску, на коефіцієнт розчинності даного газу в воді при пластових умовах K_p , розмірність якого м³/м³·МПа [8]:

$$P_n = \frac{V}{K_p}, \quad (1)$$

Коефіцієнт розчинності газу K_p визначається з урахуванням середньої пластової температури, середньої густини пластової води та її мінералізації або за результатами глибинних досліджень пластової води, або береться з таблиць. Для цього за допомогою промислових даних будуються графіки розчинності метану K_p у водних розчинах солей відповідної густини, мінералізації та температури при різних тисках. Тоді насиченість газом (метаном) залишкових вод буде прямо пропорційна тиску та коефіцієнту розчинності метану, тобто:

$$C_p = P \cdot K_{рсн4}, \quad (2)$$

а пластових вод в площині ГВК – буде прямо пропорційна тиску насичення на ньому:

$$C_p = P_{ГВК} \cdot K_{рсн4}. \quad (2a)$$

Пластовий тиск на площині ГВК визначається за формулою:

$$P_{ГВК} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_{a2}}{10} + P_{cp}, \quad (3)$$

де $P_{ГВК}$ – тиск насичення на площині ГВК, кгс/см²;

$\Delta H = H_{ГВК} - H_{cp}$ – різниця між абсолютними позначками поточного положення ГВК і середнього, на якій обчислюється P_{cp} , м;

γ_{a2} – абсолютна густина газу, приведена до тиску на абс. позн. ГВК, г/см³.

Абсолютну густину природного газу в пластових умовах можна визначити за формулою:

$$\gamma_{a2} = \bar{\gamma}_0 \frac{P \cdot z_0 \cdot T_0}{z \cdot P_0 \cdot T}, \quad (4)$$

де γ_{a2} – абсолютна густина газу в пластових умовах, г/см³;

$\bar{\gamma}_0$ – густина газу при стандартних умовах, г/см³;

P_0 – пластовий тиск на позначці ГВК, кгс/см²;

z_0, z – коефіцієнти стиснення газу за тиску на позначці ГВК;

T_0, T – нормальна та пластова температура, К.

За законом Генрі газонасиченість (C) будь-яких пластових вод до тиску 50 МПа буде прямопропорційною тиску (P) і коефіцієнту розчинності (K_p), а вище 50 МПа – відхилятиметься від нього. Тому її при різних тисках слід брати з графіку, який враховує мінералізацію вод та температуру. Кількість розчиненого газу в залишковій або підшовній водах перехідної зони визначається за формулою загального вигляду:

$$Q_p = C_p \cdot V_g = K_p \cdot P \cdot V_g, \quad (5)$$

де V_g – об'єм залишкової або порової води, м³.

При підрахунку запасів газу в газовому покладі або буферного об'єму в ПСГ береться газонасичений об'єм пор (Ω_{2H}), який визначається через загальний об'єм усіх пор, помножений на коефіцієнт газонасиченості порового об'єму в покладі (ПСГ), тобто:

$$\Omega_{2H} = \sigma_z \cdot W_n, \quad (6)$$

проте

$$W_n = \Omega_{2H} + W_{n3g}, \quad (7)$$

де W_{n3g} – об'єм пор, зайнятих залишковою водою, який, у свою чергу, визначається за формулою:

$$W_{n3g} = \sigma_g \cdot W_n, \quad (8)$$

де σ_g – коефіцієнт водонасиченості порового простору в покладі:

$$\sigma_z + \sigma_g = 1, \quad (9)$$

За наявності того чи іншого порового об'єму ($W_n, \Omega_{2H}, W_{n3g}$) і частки насиченості їх газом чи водою (σ_z, σ_g) через наведені вище прості рівняння (5-9) легко визначити об'єм газу в об'ємі залишкової або підшовної води в інтервалі перехідної зони. Так, об'єм залишкової води визначається рівнянням:

$$V_{3g} = \frac{\sigma_g}{\sigma_z} \cdot \Omega_{2H}, \quad (10)$$

а об'єм порової води в перехідній зоні може бути визначений за формулою:

$$V_{ng} = S \cdot l \cdot m_g, \quad (11)$$

де S – площа, обмежена контуром (зовнішнім) газонасності, м²;

l – віддаленість (глибина) перехідної зони, м;

m_g – коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці.

Площа газонасності (S) визначається з карти однакових ізоконтів за точками їх перетину з ізогіпсами вздовж покрівлі покладу (методом сходження) і відповідним визначенням зовнішнього контура газонасності. В іншому випадку площа газонасності (S) є різницею між площами зовнішнього (S_{3gH}) і внутрішнього (S_{2H}) контурів газонасності, тобто:

$$S = S_{3gH} - S_{2H}.$$

Коефіцієнт відкритої пористості в перехідній зоні визначається методами промислової геофізики і за керном. Товщина перехідної зони і її газонасиченість по вертикалі теж визначається методами промислової геофізики. За наявності спостережних свердловин на підшовній воді є можливість визначити газонасиченість у різних частинах перехідної зони за допомогою глибинних проб. Але за відсутності такої можливості товщина перехідної зони та дані про її газонасиченість, тією чи іншою мірою, можуть бути визначені за формулами молекулярної дифузії, а саме:

$$l = K \sqrt{D \cdot \tau}, \quad (12)$$

де l – віддаленість перехідної зони, м;

K – числовий коефіцієнт, який має різні значення в залежності від величини співвідношення C_ϕ / C_k ;

C_k – концентрація газу на площині контуру, м³/м³;

C_ϕ – концентрація газу на фронті дифузії, м³/м³;

D – коефіцієнт дифузії газу в породі, насиченій пластовою водою, м²/с;

τ – час дифузії за період існування і експлуатації ПСГ, с.

Концентрація газу в водах може бути визначена за результатами вивчення глибинних проб води, насичених газом, методами промислової геофізики або підрахована з використанням даних експериментальних таблиць чи графіків розчинності газів у водах відповідної мінералізації за допомогою формули Генрі-Дальтона (2). За відсутності даних про концентрацію газу в підшовних водах на фронті дифузії її можна прийняти 10⁻³(0,001) м³/м³ як мінімальну, тобто таку, яка може бути виміряною надійно. Нижче цієї величини за допомогою сучасних технічних засобів і методів вимірювання концентрацію газу в воді визначити неможливо.

Після розчинення у воді газ дифузує в ній. Переміщення молекул газових компонентів унаслідок теплового руху, або дифузії, є одним із найрозповсюджених процесів розсіювання газів. Дифузія проходить у напрямку падіння концентрації газу та призводить до вирівнювання його хімічного потенціалу.

Дифузійний потік – це потік частинок речовини у напрямку меншої її концентрації через одиничну площину за одиницю часу. Він пропорційний градієнту концентрації та формується законом Фіка $I_{diff} = -D \cdot \Delta C$, де I_{diff} –

дифузійний потік ($1/m^2 \cdot c$), ΔC – градієнт концентрації ($1/m^2$), D – коефіцієнт дифузії (m^2/c).

Основним законом дифузії є перший закон Фіка, згідно з яким це явище в ізотропному середовищі в умовах стаціонарного руху підлягає такій залежності:

$$\frac{dQ}{dt} = -D \cdot S \cdot \frac{dC}{d\chi}, \quad (13)$$

де Q – кількість молекул газу, що проникають через поперечний перетин S за час dt при градієнті концентрації C в напрямку зростання χ (швидкість переміщення на одиницю поперечного перетину, моль/с);

C – концентрація молекул в одиниці об'єму, моль/см³;

D – коефіцієнт дифузії, см²/с, який являє собою кількість газу, дифундуючого при градієнті концентрації, рівному одиниці, через перетин, рівний 1 см², протягом 1 с. Знак мінус (–) вказує напрямок дифузійного потоку від більшої концентрації до меншої.

Концентрація газу в рідині C , згідно з законом Генрі, виражається добутком коефіцієнта розчинності газу в даній рідині на парціальний тиск газу, а саме $C = K_p \cdot P_n$. Якщо підставити цей вираз у формулу Фіка (13), то остання набуде вигляду:

$$Q = \frac{S \cdot K_p \cdot (P_1 - P_2)}{l} \times D, \quad (14)$$

де Q – кількість газу, який дифузує за одиницю часу, м³;

K_p – коефіцієнт розчинності газу, м³/м³·кгс/см²;

S – площа, через яку проходить дифузія, м²;

P_1 і P_2 – парціальні тиски газу (тиски насичення) на вході та виході дифузійного потоку, кгс/см², на відстані l ;

l – відстань, на яку проникає дифузійний потік, м;

D – коефіцієнт дифузії, м²/с.

Вираз $K_p \cdot (P_1 - P_2) = K_p \cdot \Delta P$ у даному випадку є різницею концентрації ($C_1 - C_2$) на відстані l . З формули (14) випливає, що дифузія газу в рідині пропорційна тиску газу над рідиною, а в даному випадку – тиску на площині ГВК.

Для водоплаваючого покладу середня концентрація газу в перехідній зоні підшовних вод може бути визначена за формулою:

$$C_{сер} = C_{\kappa} + \frac{K_p \cdot l / 10}{2}, \quad (15)$$

де $C_{сер}$ – середня концентрація газу в перехідній зоні, м³/м³;

C_{κ} – концентрація газу в воді на контакті ГВК, м³/м³;

K_p – коефіцієнт розчинності газу, м³/м³·кгс/см²;

l – товщина перехідної зони (густина води в якій складає γ_{θ} кг/м³), м.

Якщо на контакті тиск $P_{ГВК}$, то $C_{\kappa} = K_p \cdot P_{ГВК}$ і $C_{сер} = K_p \cdot (P_{ГВК} + l / 20)$.

При малій величині l можна прийняти, що $C_{\kappa} = C_{\phi}$. Якщо є регіональний фон концентрації газу C_{ϕ} , то

$$C_{сер} = K_p \cdot (P_{ГВК} + l / 20) - C_{\phi}.$$

Зміна концентрації газу в часі визначається за другим законом Фіка, згідно з яким:

$$\frac{dC}{dt} = D \frac{d^2 C}{dl^2}. \quad (16)$$

Розв'язання цього диференціального рівняння одномірної молекулярної дифузії можливе за таких граничних умов:

при $l = 0$, тобто в обводненій породі на границі з покладом, концентрація C мігруючого газу постійна в часі і дорівнює приконтурній концентрації C_{κ} ;

при $l = \infty$, тобто на достатньо великій відстані від контуру концентрація $C = 0$.

За цих умов рівняння (16) вирішується і набуває наступного вигляду:

$$C = C_{\kappa} \cdot \left(1 - \operatorname{erf} \frac{l}{2\sqrt{D\tau}} \right), \quad (17)$$

де erf – загальноприйняте позначення інтегралу помилок Гаусса (функція Крампа), значення якого можна знайти в довідниках.

Інтегрування формули (16) по l від 0 до ∞ дає повну кількість газу Q , який продифузував із покладу в обводнену породу через 1 см² перетину протягом часу τ , с:

$$Q = 2C_{\kappa} \cdot \sqrt{\frac{D \cdot \tau}{S}}. \quad (18)$$

Якщо дифузія відбувається у воді з деякою фоновою концентрацією газу C_{ϕ} , то в формулі (18) величина C_{κ} замінюється різницею $C_{\kappa} - C_{\phi}$.

З рівняння (17) можна визначити відстань дифузії, якщо відношення C / C_{κ} прийняти C_{ϕ} / C_{κ} , яке дорівнює 10^{-3} , тобто:

$$l = 4,65\sqrt{D\tau}, \quad (19)$$

Формулу (19) для розрахунку відстані дифузії краще записати в загальному вигляді:

$$l = K \cdot \sqrt{D\tau}, \quad (20)$$

де K – числовий коефіцієнт, що приймає різні значення залежно від величини C_{ϕ} / C_{κ} (C_{ϕ} – фронтальна концентрація).

Якщо фактична газонасиченість води відома в двох точках – безпосередньо на контурі C_{κ} і на віддаленні l від нього – C_x , тоді з формули (17) випливає

$$\frac{l}{2 \cdot \sqrt{D\tau}} = 1 - \frac{C_x}{C_k} \quad (21)$$

За даними таблиць інтегралу Гауса числовій величині в правій частині попередньої формули, відповідає значення:

$$\frac{l}{2\sqrt{D\tau}} = a,$$

звідки час міграції дорівнюватиме:

$$\tau = \frac{l^2}{4Da^2} \quad (22)$$

Цього набору рівнянь дифузії достатньо для вирішення практичних задач стаціонарної молекулярної дифузії газів із покладу в навколишнє середовище, в тому числі й у глинисті водонасичені породи, що є флюїдоупором для газу (15). У всіх вищенаведених рівняннях основними параметрами для розрахунків є концентрація газу (C) у водах навколо покладу та коефіцієнт дифузії газу (D) через породи, насичені водою.

Коефіцієнт дифузії газу в воді (D_e) можна розрахувати за допомогою емпіричного рівняння Уайка-Ченджа:

$$D_e = \frac{7,4 \cdot 10^{-8} (\Phi \cdot M)^{0,5} \cdot T}{\mu_z \cdot V_m^{0,6}} \quad (23)$$

де M – молярна маса розчинника (води);
 Φ – фактор асоціації, який для води становить 2,6;

μ_z – в'язкість газу, сП;

T – абсолютна температура, К;

V_m – молярний об'єм газу, см³/моль.

Дифузне перенесення газу в обводненій породі (колекторі) пропорційний градієнту концентрації газів у підшві колектора, а також водопроникності та вологості породи. Зменшення пористості, проникності та насичення породи знижує швидкість дифузійного перенесення. Дифузія збільшується з підвищенням температури, тобто зі зростанням теплового руху молекул. Для дифузії газів через пористі перегородки (колектори) за однакових тисків і температур коефіцієнти дифузії різних газів обернено пропорційні до молекулярних густин газів, тобто:

$$\frac{D_1}{D_2} = \frac{M_2}{M_1} \quad (24)$$

Для газоподібних вуглеводнів зменшення D відбувається відповідно до приблизної постійної добутку величин $D \cdot \sqrt{M}$, де M – молекулярна густина газу.

Для проникного ізотропного пласта можна прийняти:

$$D_n = m_e \cdot D_e \quad (25)$$

де D_e – коефіцієнт дифузії газу в пластовій воді,

m_e – відкрита пористість пласта.

Дифузія газу в рідині починається з розчинення його в її поверхневому шарі й отримує

розвиток унаслідок різниці концентрації газу в різних шарах рідини.

Коефіцієнти дифузії вуглеводневих газів у різних породах в 5-20 разів менші, ніж у воді.

У фізико-хімічній гідродинаміці інколи використовується відношення:

$$Pe = \frac{v\sqrt{k}}{D_i} \quad (26)$$

де Pe – критерій Пекле, б/р;

v – швидкість течії води, м/с;

k – проникність, м²;

D_i – коефіцієнт дифузії, м²/с.

При $Pe > 1$ переважає конвективне перенесення речовини; при $Pe < 10^{-2}$ – дифузійний. Якщо D_i дорівнює 10^{-7} - 10^{-9} м²/с, то можна констатувати, що дифузійне перенесення речовини починає переважати при швидкості течії води, при низьких гідравлічних градієнтах і проникностях. При фільтрації і дифузії перенесення речовин водою виражається рівнянням конвективної дифузії

$$J = J_{\text{конв}} + J_{\text{диф}} \quad (27)$$

або

$$J = vc - (D_i \text{град} \cdot c), \quad (28)$$

де $J_{\text{конв}}$, $J_{\text{диф}}$ – конвективне і дифузійне перенесення речовин;

v – вектор швидкості течії рідини;

c – середня концентрація розчиненої речовини.

Проте завжди перенесення речовин пропорційний не тільки градієнту концентрації, а й градієнтам температури та тиску. На практиці не враховується вплив температури та тиску, оскільки в умовах земної кори перенесення речовин, обумовлений дифузією, перевищує в декілька разів баро- й ермодифузійні течії. Тому рівняння (26) можна записати у вигляді

$$Pe = \frac{v \cdot L}{D_i} = \frac{J_{\text{конв}}}{J_{\text{диф}}}, \quad (29)$$

де L – лінійна відстань, в межах якої відбувається зміна концентрації розчиненого газу, м.

За допомогою L можна визначити товщину зони дифузії, оскільки

$$L = \sqrt{2D_i \cdot \tau} \quad (30)$$

У рівнянні (30) L має лінійне значення (м). У межах цієї зони відбувається зміна концентрації під впливом дифузії протягом деякого часу τ . Це рівняння характеризує середню ширину дифузійної зони в даний момент часу, тобто відстань, на якій відбулось дифузійне переміщення речовини, за умови відсутності переміщення підземних вод.

Для вирішення цих проблем за наявності конвективної дифузії необхідно мати значний фактичний матеріал із розподілу газонасиченості в пластових водах у межах (нижче ГВК) контуру газонасиченості покладу та навколо нього. За відносно невеликої швидкості руху вод, коли їх переміщення протягом розглянутого періоду часу сумірне з довжиною покладу, кількість

газу, що виноситься за контур газоносності, може відповідати об'ємам газу, який дифундував у підшовні води. В такому випадку кількість газу в підшовних водах можна підрахувати без урахування втрат у законтурні води за формулою:

$$Q_{nid} = C_{\kappa} \cdot S \cdot \sqrt{\frac{2D}{\pi \cdot v}}, \quad (31)$$

де S – площа контакту кругового покладу, м²;

v – швидкість фільтрації (руху пластових вод), м/с;

D – коефіцієнт дифузії, м²/с;

C_{κ} – концентрація газу на контакті ГВК, м³/м³.

З'являється необхідність у визначенні швидкості руху пластових вод і, відповідно до критерію Пекле (Pe), визначення виду дифузії (молекулярної або конвективної) або того, який її вид переважає.

Для визначення швидкості руху пластових вод або фільтрації між двома спостережними свердловинами за наявності даних про статичні напори в них використовують формулу

$$v = \frac{k \cdot \gamma_e \cdot \Delta h}{\mu_e \cdot L}, \quad (32)$$

де v – швидкість фільтрації, м/с;

k – проникність водоносних порід, м²;

γ_e – густина пластової води, кг/см³;

μ_e – в'язкість води, 10⁻³ · Н · с/м²;

L – довжина шляху фільтрації (відстань між свердловинами), м;

$\Delta h = h_1 - h_2$ – втрата напору на дільниці довжиною L , м.

Напори h_1 і h_2 у спостережних свердловинах для горизонтальної дільниці можна визначити в залежності від тисків P_1 і P_2

$$\left. \begin{aligned} h_1 &= \frac{P_1}{\gamma_e}, \\ h_2 &= \frac{P_2}{\gamma_e} \end{aligned} \right\} \quad (33)$$

Тоді з формул (32) і (33) одержимо такий вираз швидкості фільтрації:

$$v = \frac{k \cdot \Delta P}{\mu_e \cdot L}, \quad (34)$$

де $\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад тиску між двома свердловинами, МПа.

Усі наведені вище розрахунки дифузійних втрат передбачали ізотропність водоносного комплексу по відношенню до дифузійної проникності. Фактично всі пласти анізотропні, і швидкість дифузії вздовж пласта вища за швидкість дифузії упоперек напластування. Але, крім дифузії, в покладах має місце поглинання газу породою, яке називається сорбцією. Процес сорбції проходить порівняно повільно, тому що проникнення молекул газу всередину пористих тіл відбувається шляхом розширення та

дифузії. Сорбція включає явища адсорбції, абсорбції, хімосорбції та капілярної конденсації.

Процес адсорбції відбувається порівняно швидко та залежить від розміру й форми пор пористого тіла. При адсорбції на поверхні твердого тіла (пор) утворюється пружна еластична плівка згущеного газу, яка складається з декількох шарів молекул. До сорбції відносять також явище поглинання газу твердим тілом через хімічну взаємодію між ними – хімосорбцію. Капілярна конденсація газу відноситься до сорбції.

Встановлено, що величина сорбції однорідного газу пропорційна до його концентрації або парціального тиску під поверхнею сорбенту й обернено пропорційна температурі. За малих тисків величина адсорбції пропорційна тиску та підпорядковується рівнянню Генрі.

Кількість газу сорбованого породою при усталеній рівновазі визначається рівнянням:

$$a = f(PT), \quad (35)$$

де a – кількість адсорбованого газу одним грамом породи;

P і T – тиск і температура.

Для визначення сорбційної рівноваги визначають залежність кількості адсорбованої речовини (газу) від парціального тиску при постійній температурі за рівнянням Лонгмюра [9,19]:

$$a = \frac{W_m \cdot P \cdot b}{1 + b \cdot P}, \quad (36)$$

де a – кількість адсорбованого газу одним грамом породи;

W_m – об'єм газу, адсорбованого при заповненні одного молекулярного шару;

b – функція температури (W_m і b – const).

При низьких тисках або при малих величинах адсорбції рівняння Лонгмюра приймає вигляд:

$$a = W_m \cdot b \cdot P, \quad (37)$$

тому що добуток $b \cdot P$ дуже мала величина порівняно з одиницею.

В рівнянні (37) добуток $W_m \cdot b = \Gamma$ (коефіцієнт Генрі) – це адсорбційна здатність конкретного сорбенту (породи).

В газовому покладі на значному відрізку часу пластова температура залишається постійною, змінюється лише пластовий тиск, тому визначення кількості адсорбованого газу породою підпорядковується рівнянню Лонгмюра (36) і може бути визначене експериментальним шляхом.

Кількість сорбованого газу залежить від типу порід (пісковик, алевроліт, глина і т.д.), питомої поверхні пор у породі, величини дисперсності (розміру зерен), бітумінозності, карбонатності, типу глин (каолінітові, гідрослюди-сті, монтморилонітові).

Зі збільшенням дисперсності, питомої поверхні пор і глинистості порід кількість сорбованого газу збільшується. Найбільша сорбованість спостерігається в монтморилонітових

глинах, тобто в глинах, які найбільше набухають.

У зв'язку з тим, що в ПСГ при його експлуатації температура залишається постійною, десорбція газу від температурного фактору відсутня. Часткова десорбція газу відбувається лише за рахунок зниження пластового тиску в процесі відбирання газу, яка компенсується повторною сорбцією при підвищенні тиску в процесі нагнітання газу в ПСГ.

Частина десорбованого газу при зниженні тиску повторно розчиняється в законтурних водах і водах перехідної зони, збільшуючи в них концентрацію розчиненого газу, що спричиняє його додаткову дифузію в законтурні води. Більшість дослідників цього явища вважають, що десорбований породами ПСГ газ слід віднести до пластових втрат.

При створенні й експлуатації підземних газосховищ геологічні втрати газу можуть бути зумовлені його фільтрацією через покрівлю та насиченням напівпроникних відмінностей в покрівлі та по цементному каменю в свердловинах.

Міжпластові перетоки газу можуть мати місце за рахунок перепаду тиску, створеного закачуванням газу; при цьому вертикальний рух газу неминуче поєднується з горизонтальним його розповсюдженням. До того ж, коли настає граничне насичення, поглинальний об'єкт може стати джерелом постачання інших об'єктів. Відносно постійні межі змін тиску в поглинальному об'єкті можуть вказувати на обмеженість його ємкості та на наявність перетоку газу з нього в інші горизонти. В такому випадку за допомогою об'ємного методу можна розрахувати можливу кількість газу, що знаходиться в тому чи іншому горизонті:

$$Q_{\Gamma} = S \cdot \frac{P}{z} \cdot \sigma_{\Gamma} \cdot h \cdot m \cdot f, \quad (38)$$

де S - площа газонасиченості, млн.м²;
 P - середній тиск газу в об'єкті, кгс/см²;
 σ_{Γ} - коефіцієнт газонасиченості, б/р;
 h - середня газонасичена товщина, м;
 m - пористість пласта-об'єкту, б/у;
 z - коефіцієнт надтисливості;
 f - поправка на температуру, яка дорівнює:

$$f = \frac{T + t_{cm}}{T + t_{nl}}$$

При перетоках газу з газового покладу ПСГ до контурного горизонту можна підрахувати за рівнянням Лейбінзона.

$$Q = \frac{k \cdot F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{2 \cdot \mu \cdot h}, \quad (39)$$

де Q - об'єм перетікання газу, см³;
 F - площа "вікна", см²;
 P_1, P_2 - тиск у газовому покладі та контрольному горизонті відповідно, МПа;
 h - товщина пласта-покришки, см;
 μ - в'язкість газу, сП;
 k - проникність.

Заколонний простір свердловин є провідним каналом для високонапірного газу, оскільки

ки проникність цементного каменю є однією з основних його характеристик. Вона залежить від низки факторів, серед яких найбільш важливі є природа цементу та наповнювачів, водоцементне відношення, умови (температура, тиск) і термін тверднення, а також хімічний склад вод, які контактують із цементним розчином, що твердне, або з затвердлим.

Втрати з газосховища при задовільній проникності тампонажного матеріалу за трубами можуть бути досить значними, якщо врахувати ту кількість свердловин, що потрібні на газовий поклад газосховища, та термін його існування.

Для підрахунку таких втрат можна використовувати формулу:

$$\left(\frac{P_1}{P_{am}}\right)^2 - \left(\frac{P_2}{P_{at}}\right)^2 = \frac{2\mu}{k \cdot P_{am}} \cdot \frac{L}{F} \cdot Q, \quad (40)$$

де Q - дебіт перетоку газу по цементному каменю, см³/с;

P_1, P_2, P_{at} - тиски середній за цикл в газовому покладі, на поверхні цементного кільця та повітряний відповідно, кгс/см²;

L - товщина цементного каменю за колоною, см;

k - газопроникність цементного каменю, Д (10⁻¹² м²);

F - площа цементного каменю в нижній його частині, см²;

μ - в'язкість газу, сП.

За допомогою формули (40) можна прогнозувати втрати газу на наступний рік і уточнювати їх по його закінченню. Якщо за результатами дослідів буде доведено, що в контрольному горизонті газ накопичується шляхом його фільтрації по цементному каменю, то для підрахунку таких втрат можна використовувати формулу (40), у якій слід буде прийняти такі позначки: L - відстань між газовим покладами ПСГ та контрольного горизонту по цементному кільцю за колоною, см; P_2 - тиск в газовому покладі контрольного горизонту, МПа.

Втрати газу через дифузію та сорбцію неминучі і практично не можуть бути регульовані. Втрати газу за рахунок його фільтрації по цементному кільцю за колоною можуть бути скорочені за рахунок розробки раціональної технології процесів цементування колон.

Висновки

Експлуатування ПСГ пов'язане з процесами розчинювання газу в пластових водах та його дифузії і сорбції гірничими породами, що сприяє пластові втрати газу. Вони є безповоротними втратами газу і пов'язані з різними чинниками: пласт-колектором та його покрівлею; літологічними вікнами в покрівлі пласта-колектора; ускладненнями у формі окремих куполів або структурних носів; ліквідованими свердловинами з порушенням технології, не виявленими в період підготовки до закачування газу; свердловинами, в яких неякісно зацементовані обсадні колони; розчиненням у пластових водах, дифузією та сорбцією.

Величину пластових втрат необхідно контролювати комплексом промислових, геолого-геофізичних і гідрохімічних досліджень, які дозволяють контролювати положення контурів газонасиченості всіх покладів, зміни газонасичених товщин, оцінювати запаси газу в об'єктах зберігання й горизонтах.

Література

1 Хейн А.Л. Гидродинамический расчет подземных хранилищ газа / А. Л. Хейн. - М.: Недра, 1968. - 357 с.

2 Резник Б.А. О структуре активного и буферного объемов газа при подземном хранении / Б. А. Резник, Г. И. Солдаткин // Транспорт и хранение газа. -1972. - Вып. 4. - С. 19- 27.

3 Гершанович Г.Г. Оценка и классификация потерь газа при эксплуатации подземных газохранилищ / Г. Г. Гершанович, В. И. Дуболазов // Транспорт и хранение газа. - 1974. - Вып. 1. - С. 21-28

4 Солдаткин Г.И. Потери газа при эксплуатации подземных газохранилищ и методы их контроля / Г. И. Солдаткин, И. Н. Быков // Транспорт и хранение газа. - 1976. - Вып. 6. - С. 16-22

5 Митрофанова Т.Н. О составляющих буферного объема газа в ПХГ / Т. Н. Митрофанова // Газовая промышленность. - 1986. - № 7. - С. 24-25

6 Намиот А. Ю. Растворимость газов в воде / А. Ю. Намиот. - М.: Недра, 1991. - 167 с.

7 Гершанович Г.Г. Режим эксплуатации газохранилища, состоящего из двух самостоятельных объектов / Г. Г. Гершанович, Г. И. Солдаткин // Транспорт и хранение газа. -1970.- №10.- С. 26-27.

8 Гершанович Г.Г. Определение объема буферного газа в ПХГ / Г. Г. Гершанович // Газовая промышленность. - 1979. - № 11. - С. 38-41.

9 Jeff A. Diefert, David A. Pursell. Underground Natural Gas Storage. - Simons & Compani International June 28, 2000 Houston, Texas.

10 Benson K.G. The effects of deregulation on underground natural gas storage in the USA. - 22nd World Gas Conference June 1-5, 2003 Tokio, Japan.

11 Wallbrecht J. Report of Basic Activity Studi. - 22nd World Gas Conference June 1-5, 2003 Tokio, Japan.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
26.05.16*

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