

## **РОЗДІЛ 5. ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ТЕХНОГЕННІ ЗМІНИ ПРИ ПІДЗЕМНОМУ ЗБЕРІГАННІ ГАЗУ**

---

*Нижче розглянуті технологічні особливості роботи сховищ газу в залежно від їх призначення та основні відмінності режимів експлуатації, зокрема інтенсивність наповнення сховища, температура газу тощо. Підземні сховища газу чинять певний техногенний вплив на геологічне та навколишнє середовище. Основним джерелом такого впливу є об'єкт зберігання газу, свердловини та компресорні станції. Кінцевою метою оцінки техногенних змін при підземному зберіганні газу є виявлення закономірностей стану свердловин, геологічного середовища та довкілля. Оцінити такі зміни можливо шляхом проведення відповідного контролю або моніторингу та побудовою відповідних моделей об'єкта спостереження, створенням відповідної бази даних.*

### **5.1 ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПСГ ТА ЇХ ВПЛИВ НА ГЕРМЕТИЧНІСТЬ СВЕРДЛОВИН**

В існуючій класифікації підземних сховищ газу виділяють базові ПСГ та сховища спеціального призначення. Серед спеціальних, у свою чергу, виділяють три типи:

■ *підземні сховища, призначені для забезпечення надійної роботи магістральних газопроводів у зв'язку із збільшенням відстані між газовими родовищами та споживачами. Активний об'єм таких сховищ може становити понад 15 млрд. м<sup>3</sup> газу. До них належать такі сховища, як Північно-Ставропольське та Угерсько-Більче-Волицьке, де досить висока концентрація потоків газу;*

*– для оперативного резервування газопостачання створюються так звані "пікові" ПСГ з активним об'ємом до 1 млрд.м<sup>3</sup> газу. Особливістю таких сховищ є висока продуктивність свердловин – до*

---

\* У написанні розділу брали участь А.Л. Ширін і Т.В. Харченко

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

1 млн.м<sup>3</sup> за добу, забезпечуючи 1–1,5% видобування активного об'єму газу ПСГ за добу. У такому режимі експлуатуються Дашавське, Богородчанське та інші сховища;

■ для забезпечення надійності транспортування газу з об'ємом до 5% від обсягів експорту. Серед них ПСГ Карпатського регіону – Угерське, Опарське, Угерсько-Більче-Волицьке та інші.

Відрізняючись за призначенням, підземні сховища газу зумовлюють різні режими експлуатації свердловин. Серед них найбільш важкі умови характерні для "пікового" режиму. Спільною особливістю всіх ПСГ є їх циклічний характер експлуатації, що принципово відрізняє свердловину газовидобувну від свердловини ПСГ, тому до проблеми створення герметичного кріплення свердловин додається проблема його збереження та оперативного відновлення. Так, тільки у Карпатському регіоні кількість негерметичних свердловин за роки експлуатації ПСГ зросла більш, як у 5 разів. Враховуючи, що ПСГ України активно експлуатують 1316 свердловин, виникає нагальна потреба у спеціальній технологічній службі відновлення герметичності свердловини та більш широкого залучення науковців до вирішення цієї проблеми.

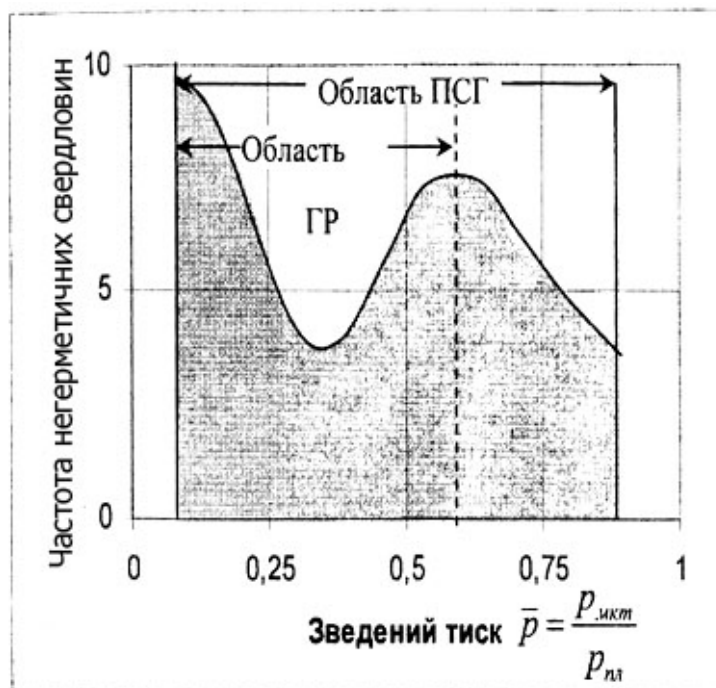
Більш детальний аналіз стану свердловин проведений для п'яти ПСГ Прикарпаття і стільки ж газових родовищ України. Для аналізу взято 53 свердловини. Характеристика стану свердловин наведена на рис.5.1.

Вздовж осі абсцис відкладено величину зведеного тиску  $p = p_{\text{мкт}}/p_{\text{пл}}$ , що являє собою відношення величини міжколонного тиску до величини пластового тиску, виміряні одночасно у задані для свердловин ПСГ, проміжки часу. Як видно з рис.5.1, величина зведеного тиску і середня кількість негерметичних свердловин знаходяться у складній залежності, яка характеризується двома максимумами. Перший – у межах  $0 < p < 0,20$ , другий – в межах  $0,45 < p < 0,6$ . При цьому свердловини ПСГ охоплюють діапазон  $0 \leq p \leq 0,9$ . Свердловини газових родовищ (ГР) не мають зведеного тиску понад 0,5, що слід розглядати як основну відмінність від свердловини ПСГ. Аналогічна ситуація і на багатьох інших родовищах. Так, у свій час з 368 свердловин Правдинського родовища 61 свердловина, або 16,5% фонду, мала міжколонні тиски,

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

у деяких – вихід нафти і газу на усті. При цьому величини міжколонних тисків досягали 6 МПа.

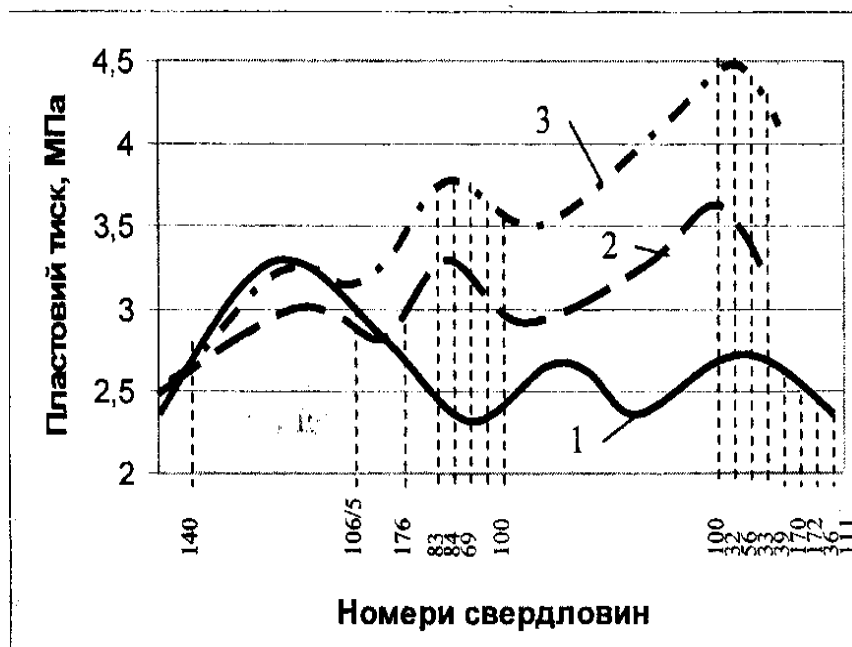
Отже, у цьому випадку слід говорити про дефекти кріплення, які були закладені при виконанні робіт в процесі будівництва свердловини. В елементах кріплення свердловин ПСГ при періодичному нагнітанні і видобуванні газу виникають складні фізико-хімічні процеси, що зумовлюють втрату ними герметичності. Специфічними чинниками є: нестаціонарні за тиском і температурою процеси нагнітання газу, особливо компресорним способом; періодично відновлювальні тиски у пластакумуляторі природного газу; кількість та стратиграфічне розміщення пластів-колекторів; конструкція свердловини тощо. За таких обставин процес формування герметичного кріплення і, особливо, збереження є складним і проблематичним. Суттєво відрізняється і робота покладу в режимі ПСГ від режиму розробки. Перш за все величиною добових видобутків газу. Для газовидобувних свердловин газових родовищ видобуток не перевищує від 450 до 550 тис.м<sup>3</sup>. Такі дебіти забезпечують плавність та рівномірність зміни пластового тиску в межах покладу. У режимі ПСГ добовий видобуток



**Рис5.1. Характеристика стану кріплення свердловин ПСГ і газових родовищ**

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

газу або нагнітання складали на початку від 3 до 5 млн.м<sup>3</sup> за добу, а згодом до 16,3 млн.м<sup>3</sup> за добу. З іншого боку, різної ефективності товщини пласта у центральній частині структури і на крилі та зміна напрямку течії газу двічі на рік на протилежний, зумовлюють нерівномірність розподілу пластового тиску. За даними Р. Гімера, навколо кожної свердловини ПСГ утворюється зона, за межами якої пластовий тиск менший на 1-2 МПа. Висока інтенсивність нагнітання газу не відповідає швидкості течії газу у пласті. На рис.5.2 наведені криві зміни пластового тиску вздовж профілю, проведеного через 16 свердловин на Угерському ПСГ при нагнітанні газу, які ілюструють цей процес.



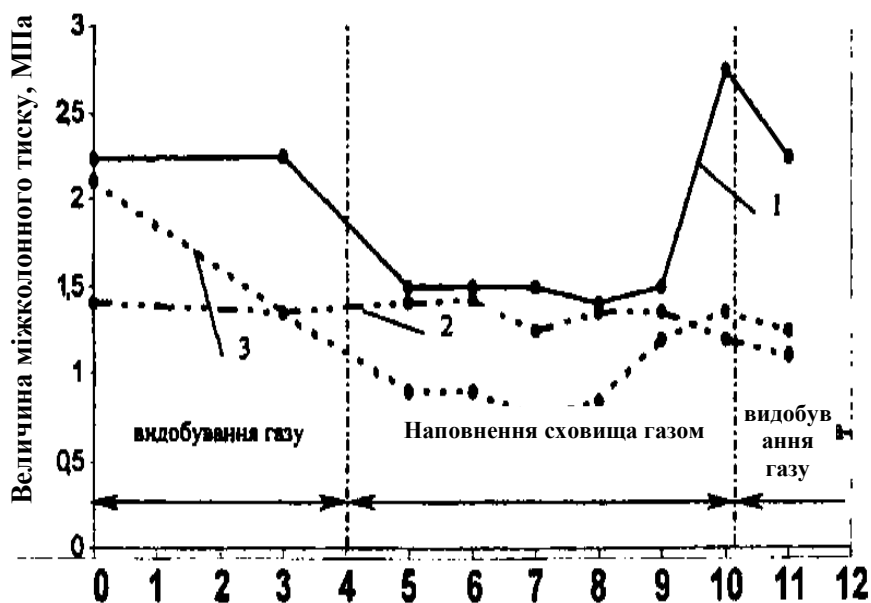
**Рис.5.2** Зміни пластового тиску вздовж профілю, проведеного через свердловини при видобуванні та нагнітанні газу

- 1 – на кінець циклу видобування газу;
- 2 – через три місяці нагнітання;
- 3 – через два місяці нагнітання .

Ці гальмівні процеси зумовлюють необхідність збільшення тиску нагнітання компресорних станцій, зміну продуктивності всієї системи: компресорна станція – газорозподільна станція – колектор – свердловина – пласт. Отже, змінна інтенсивність, усереднена у межах ПСГ, – реальність, зумовлена характером розташування свердловин, специфікою пласта, та досконалістю його розкриття. З

іншого боку, добова, щомісячна та сезонна нерівномірності споживання зумовлюють нерівномірну інтенсивність видобування газу. В підсумку маємо явно виражену нестационарність, за якою тиск і температура газу, його масова витрата змінюються у широких межах. Відстежуючи ці процеси впродовж понад 10 років, результати яких наведені на рис 5.3, встановили наступне.

1. Інтенсивність нагнітання та видобування газу характеризується нерівномірністю з аномалією, що досягає від 1,81 до 2,07. Аномалія у даному випадку є відношенням максимальної інтенсивності до мінімальної у межах нагнітання або видобування. Інтенсивність видобування або інтенсивність нагнітання характеризується зміною величини пластового тиску за одиницю часу.



**Рис.5.3 Тенденції зміни МКТ на свердловинах Богородчанського ПСГ при видобуванні та нагнітанні газу.**

1 - свердловина 112-Б;

2 - свердловина 113-Б;

3 - свердловина 109-Б.

2. Зміна інтенсивності нагнітання чи видобування газу впливає на герметичність свердловин і їх кількість. Так, при середній інтенсивності за цикл  $i = 0,07$  МПа/добу кількість негерметичних колон склала 14 (9+5) – це впродовж першого року експлуатації ПСГ.

Зростання інтенсивності до 0,20 МПа/добу зумовило збільшення негерметичних колон до 22 (10+12) – це через 2400 доби експлуатації.

3. Із зростанням кількості циклів (нагнітання + видобування) збільшується кількість свердловин з міжколонними тисками. Ця тенденція характерна і для інших ПСГ.

*Таким чином, низька якість кріплення свердловин ПСГ, нераціональний за величиною і змінний за характером режим наповнення та видобування газу викликають якісні та кількісні зміни в елементах кріплення свердловин, появу заколонних течій газу і міжколонних тисків. Однак виявлені зміни та їх тенденції є неоднозначними на окремо взятих свердловинах.*

*Найбільш вагомим чинником змін у стані кріплення є температура газу, що в результаті дроселювання змінюється в межах від 3 до 4 К/МПа.*

При нагнітанні температура газу може досягати від 323 до 348 К. Сумісна дія температури і тиску газу створює напружений стан оболонки тампонажного каменю. Прогнозна оцінка такого стану дозволила б більш аргументовано вибирати тампонажні матеріали та зберігати герметичність кріплення свердловини. Ю.Коротяєв, досліджуючи газові свердловини Шебелинського родовища, побудував експериментальні залежності зміни температури газу на усті від величин його дебіту при течії крізь фонтанні труби. Ця залежність має температурний максимум при дебіті 500 тис.м<sup>3</sup>/добу. При цьому збільшення дебіту газу у три рази зумовило збільшення температури тільки у два рази. Подальше збільшення дебіту приблизно у таких же пропорціях зменшує температуру газу.

Є.Бондарєв, розв'язуючи аналогічну задачу аналітично, довів існування максимуму температури на усті свердловини – максимальна температура складала 296 К. Таку поведінку реальних газів при видобуванні пояснюють двома протилежними тенденціями: з одного боку температура газу зростає за рахунок зменшення теплообміну з навколишнім середовищем при збільшенні швидкості течії, а з іншого – зменшується за рахунок дроселювання газу. При цьому, у випадку малих витрат газу переважає зменшення теплообміну, а при великих витратах – дроселювання. Отже, факт

існування максимальної витрати є встановленим і його слід використовувати як обмеження на величину температури в елементах кріплення.

При наповненні сховища газом, особливо компресорним способом, нагнітанні гарячого повітря або іншого теплоносія на кривих розподілу температури вздовж осі свердловини виникає точка інверсії. Її положення визначається, в основному, двома величинами: *температурою газу на усті та витратою газу.*

Є.Чекалюк та С.Бобровський запропонували формули, за якими знаходять місцезнаходження точки інверсії, відповідно, при нагнітанні води і газу. *Точка інверсії ділить кріплення свердловини на дві частини: верхню, де елементи кріплення нагріваються, а теплоносії охолоджується, і нижню, де елементи кріплення охолоджуються, а теплоносії нагрівається.* Аналіз також показує, що, збільшуючи витрату газу, точка температурної інверсії буде знижуватись вздовж осі свердловини, а при початковій високій температурі теплоносія на усті і зовсім відсутня. У такому випадку вздовж осі свердловини теплоносії буде тільки охолоджуватись, а елементи кріплення нагріватись. Отже, *питання температурних змін в елементах кріплення при нагріванні та охолодженні – це питання про можливість фізико-хімічних перетворень у тампонажному камені і механічного руйнування оболонки, особливо, коли ці зміни носять малоцикловий характер, і на сьогоднішній день вимагають спеціального дослідження.*

Досить ґрунтовні дослідження цієї проблеми виконані А.Абрамовим, М.Ашраф'яном, А.Булатовим, А.Гайворонським, В.Дейкіним, А.Дементєвим, Г.Обабком, Ю.Просьолковим, А.Руцьким, А.Цибіним, І.Лечером і їх доцільно розділити на три основні групи, поклавши в основу:

- повноту поставленої проблеми та врахування основних чинників;
- метод розв'язування;
- початкові умови.

Узагальнюючи результати розв'язування цих завдань, доцільно зробити наступні висновки:

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

■ температурні деформації обсадної колони, оболонки тампонажного каменю та гірських порід не співпадають за величиною і це слід розглядати як джерело додаткових напруг;

■ температурні напруги є наслідком нелінійного розподілення температури вздовж радіуса циліндричної оболонки тампонажного каменю у за колонному просторі;

– температурні напруги у тампонажному камені і напруги від контактних тисків обсадної колони на нього, відповідно, осьові ( $\sigma_z$ ), радіальні ( $\sigma_r$ ) і тангенціальні ( $\sigma_\theta$ ) сумуються:

$$-\sigma_{z,\theta,r} = \sigma_{z,\theta,r}^t + \sigma_{z,\theta,r}^p, \quad (5.1)$$

де  $\sigma_{z,\theta,r}^t$  – температурні напруги,  $\text{H}/\text{M}^2$ ;

$\sigma_{z,\theta,r}^p$  – напруги від контактних тисків,  $\text{H}/\text{M}^2$

■ напружений стан тампонажного каменю у міжколонному або за колонному просторі змінюється як у часі, так і в просторі: на внутрішній і зовнішній поверхнях оболонки виникають напруги різної величини; тангенціальні напруги ( $\sigma_\theta$ ) на внутрішній поверхні оболонки тампонажного каменю є максимальні на початку нагрівання; на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю  $\sigma_\theta$  змінюються за складним законом з очевидним максимумом при зміні критерію Фур'є в межах  $0,002 < F_0 < 0,1$  і практично не залежать від діаметра та товщини оболонки;

■ осьові напруги у точках на зовнішній поверхні оболонки змінюються від розтягуючих до стискаючих;

■ на початку прогрівання зовнішня поверхня тампонажного каменю у за колонному просторі свердловини знаходиться у двоосьовому напруженому стані, оболонка розтягується тому, що

$$\sigma_{\theta(r=r_3)} > \sigma_{z(r=r_3)} > \sigma_{r(r=r_3)}, \quad (5.2)$$

де  $r_3$  – радіус зовнішньої поверхні оболонки тампонажного каменю, м;

■ у добре прогрітій оболонці тампонажного каменю на її внутрішній поверхні всі напруги стискаючі

$$\sigma_{r(r_2)} > \sigma_{\theta(r_2)} > \sigma_{z(r_2)}; \quad (5.3)$$



■ радіальні напруги на спряжених поверхнях «обсадна труба-оболонка тампонажного каменю» при  $r=r_2$ , і  $r=r_3$  перетворюються в нуль; посередині оболонки – максимальні і за абсолютною величиною менші від тангенціальних та осьових.

Небезпечними, з точки зору втрати герметичності кріплення свердловини, є два моменти:

1. Початок прогрівання  $0,002 \leq F_0 \leq 0,1$ ,

$$F_0 = \frac{a\tau^2}{r_c^2},$$

де  $r_c$  – радіус свердловини

2. Тривале прогрівання елементів кріплення, коли двоосьовий розтяг змінюється на одноосьовий стиск:

■ найбільш небезпечними є точки на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю, в яких діють максимальні напруги розтягу (тангенціальні);

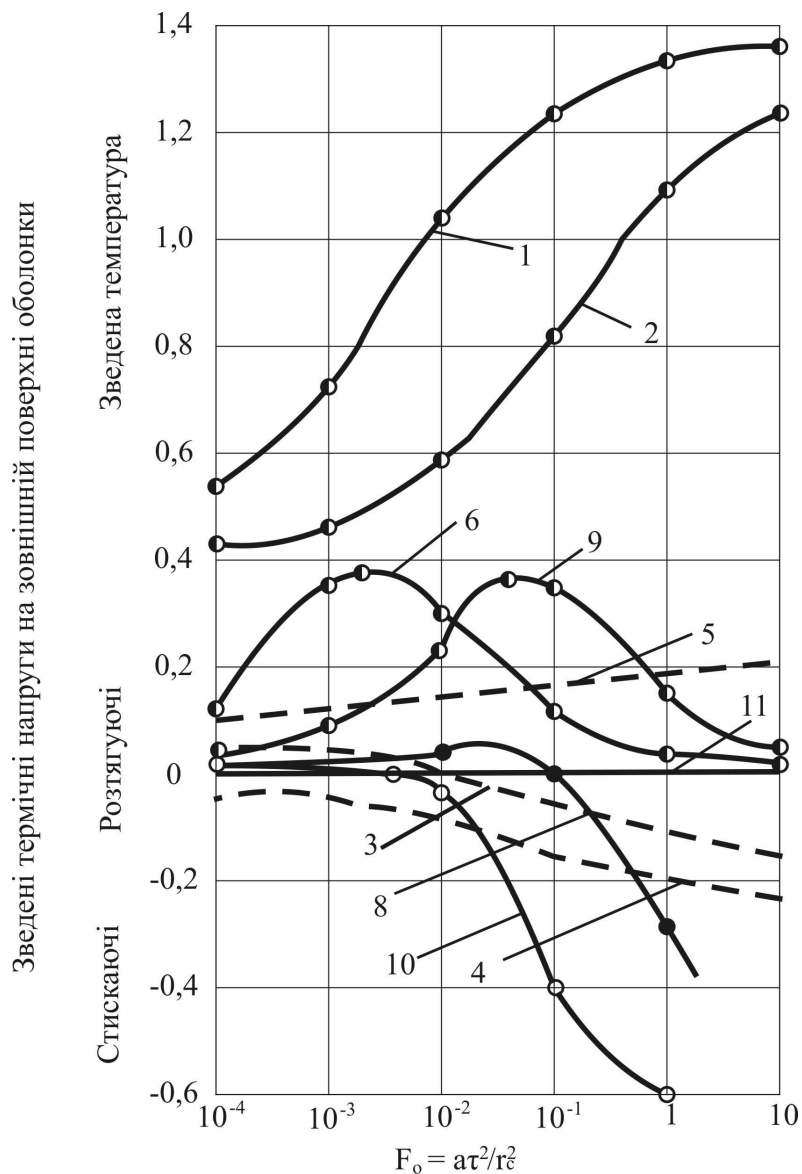
■ на початку нагрівання головним чинником появи термічного тиску на оболонку тампонажного каменю є висока теплопровідність металу обсадних труб та перевищення вільних деформацій труб над деформаціями оболонки тампонажного каменю;

■ при тривалому прогріванні контактні тиски на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю збільшуються і перевищують напруги на внутрішній поверхні оболонки;

■ на внутрішній поверхні оболонки всі напруги стискаючі, отже, варіант крихкого руйнування з утворенням розколин виключається, а перехід у пластичний стан при певних величинах стискаючих напруг малоймовірний;

■ на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю напружений стан змінюється у часі: на початку прогрівання виникають розтягуючі напруги (осьові та тангенціальні), а при тривалому прогріванні настає нерівномірне компонентне триосьове стискання оболонки.

Аналітичні розв'язки, числові приклади та їх графічна інтерпретація наведені на рис.5.4. Криві 1...11 характеризують динаміку напруг на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю при нагнітанні теплоносія.



**Рис. 5.4 Розподіл температурних напруг на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю у свердловині при нагріванні:**

1, 6, 8 – розподіл температури при товщині оболонки тампонажного каменю 8,4 мм; 2, 9, 10 – теж при товщині оболонки тампонажного каменю 50,4 мм; 6, 9 – тангенціальні; 8–10 осьові; 5, 11 – радіальні напруги; 3, 4, 5 – зміна термоконттактних напруг у часі; 3 – тангенціальні ( $\sigma_\theta$ ); 4 – осьові ( $\sigma_z$ ); 5 – радіальні ( $\sigma_r$ ).

Наведені факти та наукові твердження, визначають, що ймовірність збереження герметизуючої здатності тампонажного каменю, як елемента кріплення, зростає, якщо:

- обмежити величину температурного перепаду в елементах кріплення;
- обмежити можливість радіального деформування тампонажного каменю;
- підняти рівень допустимих розтягуючих напруг тампонажного каменю;
- підвищити теплопровідність оболонки тампонажного каменю наблизивши її до величин теплопровідності обсадних труб;
- удосконалити конструкцію газових свердловин, особливо, що стосується глибин опускання обсадних колон та інтервалів їх тампонування;
- розташувати свердловини в межах підземного сховища газу з врахуванням анізотропії властивостей колектора.

## **5.2 ТЕХНОГЕННИЙ ВПЛИВ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ НА ГЕОЛОГІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ТА ДОВКІЛЛЯ**

*Підземне зберігання газу є особливим чинником техногенного впливу на геологічне та навколишнє середовища через пласт-колектор, свердловини та компресорні станції, що сукупно утворюють систему об'єктів спостереження.*

*Свердловина в системі об'єктів є основною виробничою ланкою підземного сховища газу та чинником техногенного впливу на довкілля. Початок відліку цього впливу є спорудження бурової, коли змінюють ландшафт, продовжується він при бурінні свердловини, забруднюючи відходами ґрунти і ґрунтові води, а при експлуатації - міграцією газів у верхні горизонти та в атмосферу. Крім того, при бурінні свердловин створюється ряд передумов, прояв яких при експлуатації в режимі підземного зберігання газу спричиняє забруднення геологічного середовища, змінює баланс пластових тисків у ньому.*

Метою оцінки техногенних змін при підземному зберіганні газу є:

- виявлення закономірностей стану свердловин та техногенних змін інженерно-геологічних умов;
- виявлення зон впливу підземних сховищ газу та захищеності прилеглих територій і населених пунктів.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*Оцінюють техногенні зміни проведенням контролю або моніторингу. Ці два близькі поняття несуть різне смислове навантаження, проте в багатьох випадках контроль підмінюють моніторингом і навпаки.*

*Контроль – це одноразове чи періодичне вимірювання довільної кількості основних параметрів, що можуть не мати допустимих числових величин, з метою побудови статичної предметно-математичної моделі об'єкта спостереження, оцінки його екологічного стану. Контроль є первинним або першою стадією при оцінці техногенних змін.*

*Моніторинг – безперервне, тривале в часі вимірювання з наперед заданою точністю визначеної кількості штатних параметрів, що мають числові допустимі величини, з метою побудови динамічної предметно-математичної моделі об'єкта спостереження і запобігання екологічних катастроф. Моніторинг є другою стадією, більш ваговою і затратною.*

Контроль за свердловинами, як основною виробничою ланкою підземного сховища газу, починається з моменту її експлуатації і доповнює базу даних, знятих при бурінні свердловин. Контролю підлягають:

- герметичність різьби окремої труби та обсадної колони;
- товщина стінки обсадних колон і співставлення її з мінімально допустимою величиною;
- стан спряжених поверхонь обсадна колона – оболонка тампонажного каменю.

*При експлуатації підземних сховищ газу контроль за герметичністю колон та за станом спряжених поверхонь обсадна колона – оболонка тампонажного каменю залишається одним з основних. Крім того, контролю підлягають тиск, температура і кількість газу при нагнітанні і видобуванні, а також міжколонні тиски та дебіти газу, який мігрує сформованими каналами. Вагомими в системі контролю є визначення шляхів витоків газу і місць їх знаходження, а також амплітуди переміщення земної поверхні при нагнітанні та видобуванні газу.*

При моніторингу за сховищем газу та прилеглими територіями необхідно:

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

- визначити мінімальну кількість штатних параметрів, що регламентують експлуатаційну та екологічну надійність свердловин і сховища;
- встановити допустимі величини штатних параметрів у числовому вимірі та задану точність вимірів;
- безперервно вимірювати величини змін параметрів у процесі експлуатації сховища, формувати базу даних;
- оперативно приймати рішення про зміну режиму експлуатації та вилучення окремих свердловин з мережі ПСГ, параметри яких перевищують встановлені;
- нейтралізувати негативний вплив вилучених свердловин шляхом проведення ремонтно-відновлювальних робіт з використанням екологічно нейтральних або з відомими ГДК речовин та реагентів.

*Отже, контроль визначеної кількості параметрів, побудова статичної моделі об'єктів спостереження передують моніторингу як більш дорогому, складному, але більш інформативному, усталеному спостереженню.*

Герметичність покришок для підземних сховищ газу, створених у виснажених покладах газових родовищ, не викликала на стадії формування об'єктів газозберігання сумніву. Тому на Богородчанському і Угерському ПСГ були здійснені, з метою покращання техніко-економічних показників, вимірювання підвищення максимального пластового тиску (на 0,4–0,5 МПа) над величиною тиску, що існував до початку розробки газових покладів. Досвід експлуатації показує, що в умовах Прикарпатського прогину для нижньосарматських і баденських покладів таке перевищення не є доцільним. Негативні наслідки збільшення максимального пластового тиску призводять як до міграції газу по латералі (Угерське ПСГ), так і по вертикалі (Богородчанське ПСГ).

*На думку О.П.Зарицького, І.І.Зіненка та інших для підземних сховищ газу, сформованих у водонасичених пластах інфільтрогенної водонапірної системи або безпосередньо прилягаючої до неї верхньої частини водонапірної системи, пластові тиски при нагнітанні газу коливаються на рівні фонових гідростатичних. Це характерно для Червонопартизанського, Олишівського та Солохівського сховищ.*

Тому при підвищенні пластового тиску виникають градієнти

тиску, спрямовані у навколишню водонапірну систему. *Поточний пластовий тиск перевищує початковий гідростатичний. Така особливість цієї групи сховищ стає передумовою витоків газу за межі пастки як по латералі, так і по вертикалі.* Так, на Олишівському ПСГ при підвищенні інтенсивності нагнітання газу у сховище стався латеральний виток газу за межі пастки і сформувався у південно-західному напрямі штучний газовий поклад. Подібна ситуація мала місце і на Краснопопівському сховищі газу, коли у 1994 р. сталося витікання газу у законтурну область структури.

На Солохівському ПСГ, створеному на базі юрського виснаженого газового покладу, при досягненні проектних параметрів зберігання газу величини пластового тиску неодноразово перевищували початковий гідростатичний. З часом виникають умови для значного (надпроектного) поширення площі газоносності, особливо у південно-східному напрямі, де байоський пласт-резервуар залягає найбільш полого на структурі. Це підтверджено результатами гідрогеологічних досліджень у п'єзометричній свердловині цієї частини Солохівського склепіння і розповсюдження межі підвищених концентрацій вуглеводнів у приповерхневих відкладах за даними газової зйомки. У зв'язку з цим рекомендовано перевести декілька нагнітальних свердловин цієї частини газового покладу у розряд експлуатаційних, оптимізувавши, в такий спосіб, розподіл об'ємів нагнітання газу площею та обмеживши темпи репресії.

На Вергунському підземному сховищі газу у західному напрямі відбувається поступове занурення ГВК. Це свідчить про певні геодинамічні процеси, в результаті яких поклад газу мігрує у західному напрямі. І хоча ці процеси повільно розвиваються, про що свідчать заміри у п'єзометричних свердловинах, їх слід враховувати при спробах розширення сховища газу.

*Основні шляхи втрат газу при підземному зберіганні такі:*

- *витоки газу у законтурну область структури;*
- *прорив покрівлі пласта-колектора;*
- *розгерметизація елементів кріплення свердловин;*
- *наявність літологічних вікон, тектонічних порушень та тріщинуватість покрівлі;*
- *дифузія газу;*
- *розчинення у пластових водах та сорбція газу;*

■ *формування перехідної зони при зберіганні у водоносних колекторах.*

Крім того, підземне зберігання газу породжує низку проблем, контроль за якими, а то й моніторинг дозволить відстежувати процес циклічної експлуатації ПСГ:

- геотехнічні;
- технологічні;
- екологічні,
- геодинамічні;
- економічні.

**Геотехнічні проблеми** створення підземних сховищ газу є сукупними проблемами геологічного та технічного спрямувань.

*До проблем чисто геологічних слід віднести збір геологічно-геофізичної інформації про регіон, де передбачається створення підземного сховища газу, та його доповнення, у разі необхідності, проведенням геофізичних досліджень у додатково пробурених свердловинах.*

*До технічного спрямування слід віднести проблему виявлення пастки, географічне розташування площі майбутнього сховища, обґрунтування кількості розвідувальних і експлуатаційних свердловин, їх конструкції та розміщення, обладнання привибійної зони, необхідності використання комплексу досліджень для формування більш достовірної бази даних, зокрема деталізація геологічної будови, уточнення параметрів пласта-колектора, гідрогеологічних умов тощо. Цей банк даних беруть за основу при формуванні структури та виконанні технологічного проекту.*

За гідрогеологічними умовами, як відзначають Зарицький О.П., Зіненко І.І. та Самойлов В.В., підземні сховища ділять на дві групи.

*До першої* ■ *відносять ті підземні сховища газу, які сформовані у водоносних пластах або системах з гідродинамічно активними водами, тобто водами інфільтрогенної системи.*

*До другої* ■ *відносять підземні сховища газу, сформовані у виснажених газових (нафтових) покладах з менш гідродинамічно активними водами, тобто водами елізійної водонапірної системи.*

У сховищах першої групи при нагнітанні газу пластові тиски перевищують початкові, які, як правило, рівні гідростатичним. Градієнти тиску спрямовані у навколишню водонапірну систему.

Враховуючи розміщення свердловин, неоднорідність властивостей порід площею сховища та високу інтенсивність наповнення сховища зростає ймовірність нерівномірного відтиснення пластової води та латеральних витоків газу, що мало місце на Олишівському підземному сховищі газу.

У сховищах другої групи процес відновлення тиску до початкового є дуже повільним, відповідно, і градієнти тиску мають довгий час спрямування від навколишньої водонапірної системи до покладу, а тому ймовірність латеральних витоків газу є значно меншою.

**Технологічні проблеми** підземного зберігання доцільно звести до чотирьох:

- формування буферного об'єму газу;
- формування активного об'єму сховища;
- режим циклічної експлуатації сховища;
- очищення газу.

Кожна з наведених проблем містить у собі ще низку задач і це, безперечно, знакові проблеми; зокрема формування буферного об'єму газу з використанням інертних газів або заміна буферного об'єму природного газу сховищ на інертний газ, формування перехідної зони, ціни газу, його теплотвірної здатності тощо.

*Кондиціонери, які використовуються на ПСГ, передбачають чотири ступені впливу на природний газ: очищення від рідких і твердих частинок, охолодження газу при компресорному нагнітанні у свердловину та запобігання гідратуутворенню у свердловині.*

**В екологічному сенсі** підземне зберігання газу є проблемним з трьох сторін:

- забруднення довкілля;
- формування техногенних покладів;
- контроль та моніторинг.

*Забруднення довкілля* є наслідком витоків та міграції газу безпосередньо в атмосферу або приповерхневі відклади.

При наявності літологічної або структурної пастки на шляху витоків та міграції газу з пласта-колектора чи у вертикальному, чи латеральному напрямках формуються техногенні поклади. При цьому вторинні поклади теж стають при певних умовах, зокрема збільшенні тиску закумульованого газу, джерелом забруднення геологічного



середовища та атмосфери через витоки та міграцію газу.

*Найбільш ефективним способом боротьби з техногенними покладами є їх розвантаження та утилізація газу. З цією метою бурять розвантажувальні свердловини, які об'язують у спеціальну мережу, а газ використовують для побутових та технологічних потреб.*

*Тут доцільно розкрити суть витоків та міграції газу. Витоки газу відбуваються у формі вільного газу сформованими шляхами під дією перепаду тиску. Крім того, кінематичні параметри витоків є суттєво більшими за величиною від параметрів при міграції газу. Стосовно напрямку, то витоки у своїй переважній більшості є вертикальними або латеральними. Міграція можлива як у вигляді вільного газу, так і у вигляді двофазних систем і реалізується шляхом інфільтрації, фільтрації, конвекції, адвекції та дифузії.*

З метою запобігання забруднення довкілля, геологічного середовища, а також контролю витоків та міграції газу існує низка методів, найбільш поширеними з яких є наступні:

- аерокосмічні;
- геоботанічні;
- геохімічні;
- геологічні;
- геофізичні;
- гідрохімічні;
- гідродинамічні.

Кожен з наведених методів має певну точність виміру, вартість та реальну доступність і потребу. Очевидно, що комплексне вирішення проблеми та використання декількох методів є найбільш доцільним, а отримана інформація – найбільш об'єктивною.

*Незаперечним, на наш погляд, є те, що контроль, а в окремих випадках і моніторинг процесу циклічної експлуатації сховищ, технічним станом свердловин, геологічним середовищем та довкіллям є обов'язковим.*

Тут первинним є попередження порушення екологічної безпеки довкілля в межах впливу даної системи об'єктів спостереження та локалізація або ж і повна ліквідація шкідливого впливу.

**До геодинамічних проблем** доцільно віднести процеси міграції покладів газу при їх циклічній експлуатації та проблему коливань

поверхні землі, що за своїми техногенними наслідками можуть бути найскладнішими.

**Економічні проблеми** – це, перш за все, проблеми втрат газу, проблеми досконалості сховища. Сюди ж доцільно віднести всі затрати, пов'язані з ремонтно-відновлювальними роботами на свердловинах підземних сховищ газу, які підвищують надійність експлуатації ПСГ.

### **5.3 АНАЛІЗ ТАМПОНУВАННЯ СВЕРДЛОВИН, ВИКОРИСТОВУВАНИХ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ТЕХНОЛОГІЙ**

*Герметичність свердловин є інтегральним показником надійності підземних сховищ газу та екологічної безпеки.* Тому підвищення герметичності було і залишається актуальним напрямом досліджень та практичної діяльності в галузі кріплення свердловин ПСГ. На ПСГ Прикарпаття широко впроваджують тампонажні матеріали з різними домішками та наповнювачами. Випробувано і декілька технологій та низку технічних засобів з метою покращення якості тампонування свердловин ПСГ. Аналіз результатів тампонування свердловин ПСГ виконують за даними геофізичної оцінки якості та замірів тиску у міжколонному просторі. З метою кількісної оцінки якості тампонування свердловин ПСГ акустичні цементограми, що вимірюють щільність контакту тампонажного каменю з обсадною колоною, обробляють за чотирьохсотбальною шкалою якості. Відсутність контакту оцінюють у 100 балів. Найщільніший контакт оцінюють 400 балами, поганий – 200 балами, а посередній – 300. Критерій якості тампонування обсадної колони вираховують як середнє із залежності

$$K = \frac{A_1 \cdot x_1 + A_2 \cdot x_2 + A_3 \cdot x_3 + A_4 \cdot x_4}{\sum_i x_i} \quad (5.4)$$

де  $A_1, A_2, A_3, A_4$  – масштабні коефіцієнти якості, відповідно: 400 – добра, 300 – задовільна, 200 – погана і 100 – характеризує відсутність тампонажного розчину за колоною або щільність контакту практично відсутня;

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

$x_1, x_2, x_3, x_4$  – довжини інтервалів з відповідним за щільністю контактом. При цьому  $A_1$  відповідає  $x_1, A_2 x_2, A_3 x_3, A_4 x_4$ .

Так, з обсадних колон, взятих для аналізу в Прикарпатті, понад 50% проміжних колон і понад 40% експлуатаційних мають коефіцієнт якості — задовільно. Однак на Богородчанському ПСГ понад 50% експлуатаційних колон мають нижчу якість, ніж проміжні, частка яких трохи більша за 19%. Добра якість тампонування, за даними геофізичних вимірів, виявлена в 109 свердловинах для колон діаметром 168мм та в 44 свердловинах для колон діаметром 245мм, що складає, відповідно, 36,8% та 14,9%. Отже, низька якість превалює при тампонуванні проміжних обсадних колон, а добра — експлуатаційних колон. Спроба знайти зв'язок між якістю тампонування за даними геофізичних вимірювань та кількістю колон з міжколонними тисками не дала однозначної відповіді. Дані, наведені у табл.5.1 дозволяють стверджувати, що для проміжних колон діаметром 245мм такий зв'язок існує. При цьому із зростанням якості в два рази приблизно у стільки ж зменшується кількість колон з міжколонними тисками. Для експлуатаційних колон діаметром 168мм при збільшенні критерію якості зростає і відносна кількість колон з міжколонними тисками. Такий зв'язок не узгоджується з загальноприйнятими підходами і може бути зумовлений:

- негерметичністю нарізних з'єднань обсадних труб і колонної головки;
- руйнуванням цілісності спряжених поверхонь тампонажний камінь - колона та тампонажний камінь – стінка свердловини;
- утворенням розколин та щілин в тампонажному камені при опресовуванні експлуатаційної колони;
- більш високими тисками і температурами при нагнітанні газу в пласт;
- впливом циклічної зміни тиску і температури на елементи кріплення і експлуатаційну колону в більшій мірі, ніж на проміжну колону.

Значно більша кількість експлуатаційних колон з міжколонними тисками, ніж проміжних (46 проти 26), підтверджують відзначені вище положення.

Таблиця 5.1

Взаємозв'язок якості кріплення та герметичності міжколонного простору

Діаметр обсадної колони, мм	Відносна кількість обсадних колон з міжколонними тисками при якості тампонування			Разом обсадних колон з міжколонними тисками
	101-200	201-300	301-100	
245	12,9	8,2	6,8	26
168	4,4	17,8	19,3	46

Аналіз абсолютних величин міжколонних тисків, наведених в табл. 5.2, засвідчує, що основна кількість негерметичних колон – це колони з тисками від 0,25 до 2,5 МПа. Свердловин з міжколонними тисками понад 2,5 МПа більше на 4%. Малі величини міжколонних тисків, менше 0,25 МПа, мають 44% обсадних колон і охоплюють всі три стани якості кріплення: *поганий, задовільний та добрий*.

Таблиця 5.2

Взаємозв'язок між критерієм якості та величиною міжколонного тиску на момент передавання свердловин в експлуатацію

Критерій якості, бали	Кількість колон з міжколонним тиском, МПа				
	< 0,25	0,26–1,0	1,1–2,5	2,6–5,0	>5,0
101-200	70	3 1	11	00	0 0
201-300	59	2 5	56	02	0 1
301—400	1 10	0 6	24	0 1	0 0

Акцентуючи увагу на геофізичній оцінці якості тампонування обсадних колон доцільно узагальнити і використання тампонажних матеріалів (табл. 5.3). Протягом 1970–1985 рр. було використано 32

тампонажні суміші. Більшість з них готувались на основі тампонажного портландцементу ПЦТ-ДО-50 Здолбунівського ЦШК. Понад 60% обсадних колон тампонувались розчином без домішок, решта – з різноманітними домішками.

Одним з перших тампонажних матеріалів, запропонованих для тампонування свердловин Угерського і Опарського ПСГ Прикарпаття, був *тампонажний цемент з домішками фурилового спирту та солянокислого анеліну*. Камінь з такого розчину мав одноріднішу структуру порожнин, менші терміни тужавіння, особливо різницю між кінцем і початком тужавіння.

*Примітка.* У чисельнику умовного дроби - кількість обсадних колон діаметром 245мм, у знаменнику – діаметром 168мм.

З метою попередження каналутворення в ранні терміни тужавіння в якості домішки до портландцементу використовували *антисуфозійні домішки: силікат натрію або рідке скло в кількості до 1,5% з хлоридом кальцію до 3%, або хлорного заліза до 2% від маси цементу*.

*Широко використовувались при тампонуванні обсадних колон у свердловинах ПСГ Прикарпаття цементно-глино-солеві суміші. Такі суміші, що містять від 6 до 8% глини від маси цементу та від 5 до 10% хлориду натрію від об'єму води приготування, формують камінь з високою початковою міцністю, зразки каменю непроникні та корозійностійкі. Особливою перевагою таких сумішей є підвищена тампонуєча здатність.*

Доцільно детальніше розглянута використання тампонажних матеріалів. Використання матеріалів, здатних до збільшення об'єму при тужавінні для тампонування у свердловинах ПСГ, ставило за мету досягнути гарантованої герметичності заколонного простору. На Прикарпатті та в Білорусі готували такі суміші на основі портландт та гіпсоглиноземнистого цементів. Оптимальним співвідношенням у суміші слід вважати 3:1. При тужавінні камінь забезпечує розширення до 3–4%, що і взято за обмеження при приготуванні суміші.

Однак з точки зору кінцевої мети, досягнення тривалої герметичності кріплення свердловин ПСГ, таке обмеження у розширенні тампонажного каменю є малообгрунтованим.

Таблиця 5.3  
Якісний критерій свердловин ПСГ за даними геофізичних вимірів та замірів міжколонних тисків

ПСГ	Діаметр обсадної колони, мм	Величини критерію якості тампонуванню обсадних колон та кількості з міжколонними тисками										Разом колон з міжколонними тисками	Разом колон з міжколонними тисками на момент здавання в експлуатацію
		Якість		Кількість колон з міжколонними тисками	Якість		Кількість колон з міжколонними тисками	Якість		Кількість колон з міжколонними тисками			
		100÷200	201÷300 (задовільна)		201÷300 (задовільна)	301÷400 (добра)							
Опраське	245 168	33 4	36 39	8 13	4 30	1 14	73 73	20 27					
Богородчанське	245 168	24 38	34 29	1 0	15 7	0 2	73 74	1 2					
Угерське	245 168	25 3	40 43	3 10	15 38	2 5	80 84	5 17					
Дашавське	245 168	15 0	36 26	0 0	10 34	0 0	61 60	0 0					
Разом	245 168	97 45	146 137	12 23	44 109	3 21	387 291	26 46					

Тампонажні матеріали іншої природи розширення мають ту особливість, що в процесі приготування і транспортування в свердловині (від 1,5 до 3 години) більша частина домішок, вступаючи в реакцію, реалізує себе і, безперечно, суттєво вплине на кінцевий результат. Так, матеріали, що вміщують 20% СаО при температурі 295 К впродовж 4 годин перемішування зменшують величину розширення більш, ніж у 10 разів.

Оксид магнію після випікання при температурі від 1473 до 1573 К служить домішкою, що забезпечує розширення тампонажного розчину при температурах від 393 до 423 К. При вищих температурах в якості домішки для отримання розширення використовують периклаз – оксид магнію, випечений при температурі 1873 К. В умовах ПСГ, при температурах не вище 313 К, такі суміші мають низьку швидкість гідратації, а також здатність до тріщиноутворення на різних стадіях тужавіння.

*Принципово відмінною особливістю свердловин ПСГ є те, що радіальні та осьові деформації експлуатаційної колони, а відповідно і тампонажного каменю навколо них, періодично змінюються від розтягуючих до стискаючих в залежності від технологічного циклу – нагнітання чи видобування газу. Тому отримане на ранній стадії тужавіння розширення при багаторазовому нагріванні та охолодженні елементів кріплення не гарантує тривалої герметичності свердловин. Дане положення підтверджується тим, що зацементовані свердловини тампонажними матеріалами, схильними до розширення, негерметичні в такій же мірі, як при використанні інших тампонажних матеріалів. Статистична оцінка якості тампонування свердловин наявністю міжколонних тисків теж не виділяє ці свердловини в окрему групу, що підтверджується даними табл. 5.4*

На початковій стадії створення ПСГ використовували суттєво облегшені тампонажні розчини з домішкою емульгатора, зокрема ДСБ. З такою домішкою на базі портландцементу готувались розчини густиною від 1300 до 1350 кг/м<sup>3</sup> з задовільними характеристиками.

Враховуючи особливості геологічної будови та специфіку експлуатації свердловин у режимі ПСГ в Україні запропоновано у якості домішки синтетичні волокна. Така рецептура тампонажного розчину є ефективною при тампонуванні паронагнітальних

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

свердловин. Близькість проблем, які виникають у паронагнітальних свердловинах та у свердловинах ПСГ, перш за все полягають у періодичному баротермальному навантаженні елементів кріплення, характері деформацій та потенційному тріщиноутворенні в оболонці тампонажного каменю.

Таблиця 5.4

Порівняльна оцінка якості кріплення свердловин при використанні різних тампонажних матеріалів

Тампонажний матеріал	Відносна кількість свердловин з міжколонними тисками, %
цементно-глино-сольові суміші	25
тампонажний цемент без домішок	25,4
суміш тампонажного і гіпсоглиноземистого цементів	40

В області проектування складу тампонажних матеріалів можна виділити три напрями підходів до проблеми:

■ розробка методики визначення температурних напруг в елементах кріплення;

■ розробка тампонажних матеріалів з підвищеними величинами допустимих розтягуючих напруг;

■ розробка тампонажних матеріалів з покращеними теплофізичними властивостями, зокрема з вищою теплопровідністю.

З трьох виділених напрямів найбільшого розвитку дістала *методика розрахунку температурних напруг в елементах кріплення з виділенням тривалості нагрівання зовнішньої та внутрішньої поверхні оболонки тампонажного каменю, а також з врахуванням теплофізичних та пружних властивостей матеріалів кріплення свердловини*. Розглянута окрема задача в умовах наявності та відсутності фільтраційної кірки.

Тампонажні матеріали, які б відповідали умовам ПСГ, промисловість не випускає. Для паронагнітальних свердловин у



колишньому СРСР випускали два типи:

— цемент тампонажний для паронагнітальних свердловин (ЦТПН);

— цемент тампонажний для свердловин з циклічно змінними температурами (МТЦ).

С.Абрамов, В.Антонов, А.Булатов та інші запропонували підвищувати циклову стійкість тампонажного каменю при температурах до 423 К за рахунок утворення низькоосновних гідросилікатів кальцію в якості основного структуроутворювача систем, що містять пісок та шлак. Очевидно, що для умов ПСГ, де температури суттєво нижчі, такі матеріали малоприменні. Не вирішують проблеми тампонажних матеріалів для ПСГ і нові базові в'язучі речовини – портландцемент алінітовий тампонажний (ПЦАТ). За даними цих авторів, тампонажний розчин має підвищену тампонує здатність, короткі терміни тужавіння, вимагає меншого вмісту води. Камінь з такого розчину у 2–2,5 рази міцніший, особливо в перші доби тужавіння, ніж традиційний тампонажний портландцемент. Позитивною відмінністю такого цементу є його мала тепло- і енергомісткість. Витрата палива на виробництво однієї тони ПЦАТ від 30% до 35%, а електричної енергії від 30% до 40% менша ніж на виробництво тієї ж кількості портландцементу. У Чернівецькому державному університеті ім. Ю.Федьковича спільно з фахівцями ВАТ "Укрнафта" розроблено полегшений тампонажний цемент ПЦТП22–100. Він дозволяє отримати розчини густиною 1400–1550 кг/м<sup>3</sup> та використовувати в інтервалі температур 295–373 К. При цьому у ранні строки тужавіння отримують міцний безусадковий камінь. Основні порівняльні характеристики ПЦТП наведені у табл.5.5. У порівнянні з існуючим цементом ЦТО 5–100, запропонований має від 1,5 до 1,9 рази вищу міцність. Ширший діапазон температур використання дає можливість одержувати на його основі якісні полегшені тампонажні розчини з меншою густиною і кращими реологічними параметрами. Використання таких полегшених тампонажних розчинів вирішує проблему якості тампонажних робіт. Разом з тим, у процесі баротермального циклового навантаження дані матеріали не досліджувались.

*Проблема тампонажних матеріалів існує, вона об'єктивна та реальна і її слід розглядати як частину загальної проблеми*

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

герметичності кріплення свердловин ПСГ, особливо стосовно її формування та збереження. Потрібна нова принципова основа: чітка градація функцій, властивостей їх структури та відповідні критерії їх оцінки. Незаперечним є й те, що якість формування герметичності визначається й іншими важливими чинниками: режимом течії, концентричністю розташування колони в свердловині, використанням рідин, що розділяють буровий і тампонажний розчини тощо.

Таблиця 5.5

Характеристики тампонажного розчину та каменю з ПЦТП 22–100

Тип базового цементу	Водоцементне відношення	Розтічність, см	Міцність тампонажного каменю, МН/м <sup>2</sup> , через		Густина розчину, кг/м <sup>3</sup>
			2 доби	28 діб	
ПЦТП 22–100	1,15	27	0,22 0,55	2,05 4,06	1400
	0,98	25	0,55 0,67	3,07 6,52	1450
	0,85	24	0,8 1	19 9	1500
	0,7	22	10 1,32	4,23 9,45	1550

*Примітки. 1. Зразки тужавили при температурі 295 К;*

*2. Міцність: в чисельнику – при розтягу, а в знаменнику – при стиску.*

Багатолітній досвід, аналітичні та експериментальні дослідження вітчизняних та зарубіжних вчених дозволяють однозначно стверджувати, що з метою отримання більш високої повноти заміщення бурового розчину тампонажним при інших рівних умовах слід *витримувати течію у заколонному просторі турбулентною*, а параметри бурового тампонажного розчинів повинні знаходитись у певному співвідношенні:

$$\tau_{оцр} > \tau_{обр}; \eta_{цр} > \eta_{бр}; \rho_{цр} > \rho_{бр}. \quad (5.5)$$

Т.Єрсьоменко і Д.Мочернюк обґрунтували можливість якісного заміщення бурового розчину тампонажним при малих швидкостях.

Є. Сухін і Б.Навроцький провели аналіз тампонування обсадних колон на свердловинах ПСГ Прикарпаття. На рис. 5.5 характер розподілу частоти тампонування при заданій швидкості течії тампонажного розчину у заколонному просторі близький до нормального з максимумом від 0,3 до 0,35 м/с для проміжних колон (крива 5) та від 0,5 до 0,55 м/с для експлуатаційних колон (крива 6), що значно менше вирахованих (область, обмежена прямими 7 і 8, в якій забезпечується турбулентність течії як на початку, так і в кінці тампонування).

З точки зору повноти заміщення бурового розчину тампонажним такі швидкості, у випадку ексцентричного розташування колони у свердловині, зумовлюють мінімум заміщення (крива 2). Для порівняння на рис. 5.5 наведені залежності Говарда і Кларка (1), Гулі–заде (2), Абдінова (3).

Режим та повнота витіснення бурового розчину можуть бути спрогнозовані за величиною градієнта швидкості в кільцевому перерізі свердловини. За А.Аветісовим величина градієнта визначається з рівняння

$$G = \frac{6 \cdot V_{к.п.}}{D - d}, \quad (5.6)$$

де  $D$  – діаметр свердловини, м;

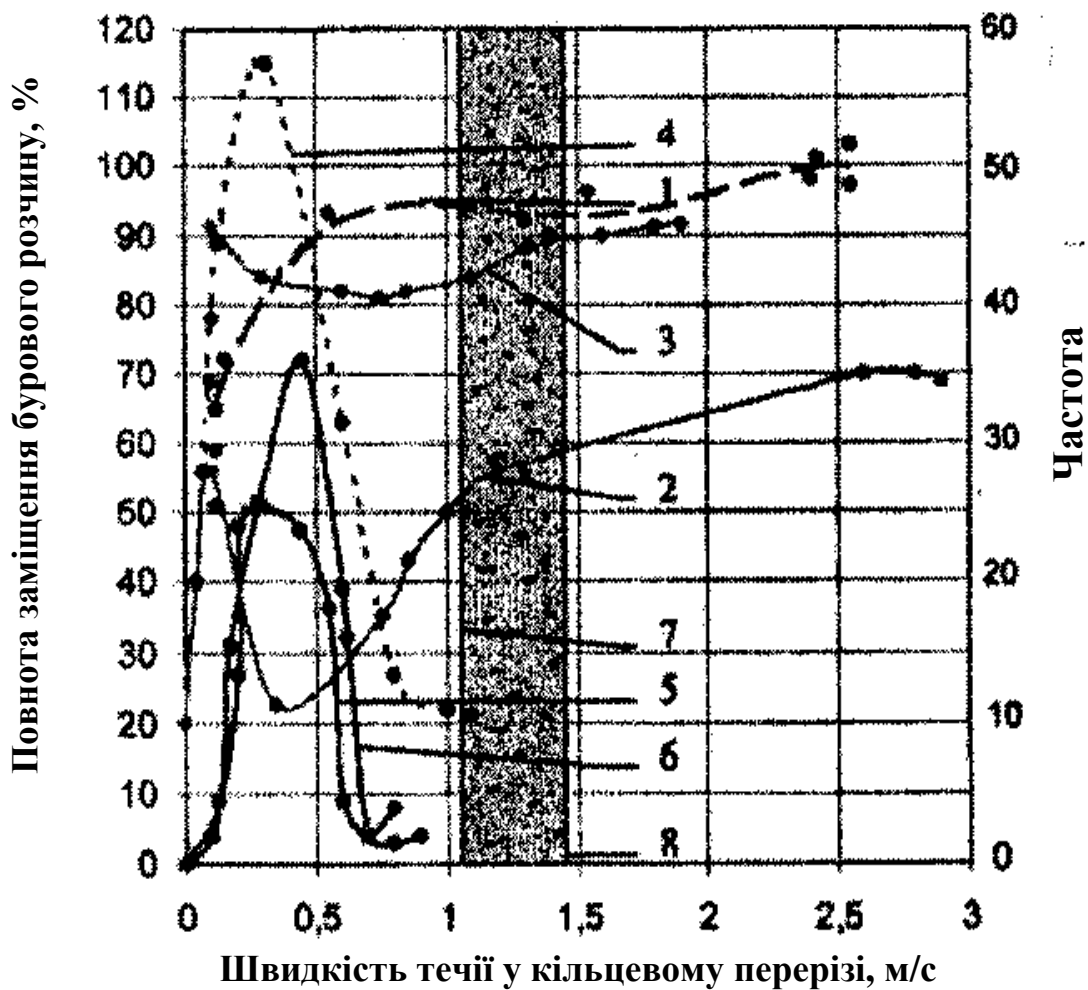
$d$  – зовнішній діаметр обсадних труб, м.

При цьому шкала ймовірностей якісного тампонування має вигляд, наведений в табл. 5.6.

Таблиця 5.6

Шкала ймовірностей тампонування обсадних колон

Градієнт швидкості, с <sup>-1</sup>	Ймовірності якості
20–65	Несприятлива
75–105	Велика ймовірність якісного тампонування
105–310	Ймовірність високої та низької якості однакова
310–560	Високоякісного тампонування не відзначалось



**Рис.5.5 Дійсні та рекомендовані кінематичні параметри потоків у за колонному просторі свердловини ПСГ при їх тампонуванні:**

1 – за Говардом і Кларком; 2 – за Гулі-заде; 3 – за Абдіновим; 4 – крива розподілу швидкостей при тампонуванні свердловин Угерського ПСГ; 5, 6 – криві розподілу швидкостей при тампонуванні проміжних і експлуатаційних, колон, відповідно, для Опарського та Дашавського ПСГ; 7, 8 – відповідно, нижня та верхня межі критичних швидкостей, що гарантують турбулентність течії у кільцевому перерізі даної геометрії.

Переходячи від градієнтів до розрахованих величин швидкостей при заданій геометрії кільцевого перерізу (225 x 168 мм) можна стверджувати, що високої якості тампонування досягають тоді, коли швидкість течії складе від 0,85 до 1,0 м/с ( значення градієнта  $75 - 105\text{c}^{-1}$ ), а при швидкості течії 0,5 м/с, що відповідає градієнтові від 20

до  $65\text{с}^{-1}$ , якість тампонування є найнижчою. При даній геометрії за колонного простору не важко підрахувати, що зменшення ступеня повноти заміщення тільки на 10% еквівалентно утворенню циліндра з бурового розчину на всій висоті тампонування діаметром 57мм та 47мм, відповідно, для колон діаметром 245мм і 168мм. У таких випадках велика ймовірність розгерметизації за колонного простору свердловини.

Р.Шищенко запропонував критерій, що ув'язує сили тяжіння і зсуву при заданій величині геометричних співвідношень простору, який заповнюється тампонажним розчином заданих властивостей.

$$D = \delta \frac{(\rho_{ур} - \rho_{бр})g}{\tau_0}, \quad (5.7)$$

де  $\rho_{ур}$  – густина тампонажного розчину,  $\text{кг}/\text{м}^3$  ;

$\rho_{бр}$  – густина бурового розчину,  $\text{кг}/\text{м}^3$  ;

$\tau_0$  – початкова напруга зсуву,  $\text{Н}/\text{м}^2$  ;

$\delta$  – щілина між стінкою свердловини і зовнішньою поверхнею обсадної колони, м.

З фізичної точки зору параметр  $D$  характеризує умову гравітаційного осідання границі розділу бурового і тампонажного розчинів після закінчення процесу тампонування, а тому не може бути однозначним критерієм якості тампонування як процесу. З іншого боку, не зовсім переконливо те, що висока якість тампонування можлива тільки при  $D \geq 30$ . Однак, як показали розрахунки А.Мірзаджанзаде, без врахування нормальних напруг на поверхні розділу бурового і тампонажного розчинів максимальна величина критерія дорівнює 4.

Повертаючись до рис. 5.5 бачимо, що відносно велика різниця між розрахунковою та дійсною швидкостями висхідного потоку не зумовлює таку ж велику різницю у якості тампонування. Очевидно, що якість тампонування, як складна і багатофакторна залежність, повинна узгоджуватись з іншими технологічними чинниками: кількістю та розташуванням центруючих елементів об'ємом та властивостями розділюючих рідин, нестационарністю течії тампонажного розчину у за колонному просторі тощо.

Для оцінки ступеня концентричності розташування колони у

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

свердловині введено показник, що дорівнює відношенню глибини спуску колони до кількості центруючих пристроїв на ній, названий *коефіцієнтом ексцентричності*. Середні величини цього показника для ПСГ Прикарпаття наведено у табл 5.7. Ці дані засвідчують повну стахостичність розподілу центраторів на колонах усіх без винятку ПСГ. Середня довжина інтервалу між двома сусідніми центраторами коливається в межах від 29 до 248м для експлуатаційних колон і від 82 до 226 м для проміжних.

Таблиця 5.7

Кількість та характер розташування центраторів на експлуатаційних колонах

ПСГ	Діаметр експлуатаційної колони, мм	Загальна кількість центраторів	Кількість центраторів в одному інтервалі встановлення			Примітки
			1 -й інтервал	2-й інтервал	3-й інтервал	
Опарське	168	236 — 48	18	101	117	Розтягнута частина колони досягає глибини від 320 до 370м від устя
Угерське	168	182 — 32	26	121	35	
Дашавське	168	125 — 23	87	23	15	

*Примітка.* У чисельнику-загальна кількість центраторів на колонах, у знаменнику-кількість колон, взятих для аналізу.

Серед інших вагомих чинників слід відзначити використання

рідин та розчинів для розділення бурових і тампонажних систем при тампонуванні. Аналіз процесу тампонування засвідчує, що переважна більшість свердловин тампонувалась з використанням рідинних розділювачів різноманітного складу: від технічної води до пружнов'язких сумішей.

*Узагальнюючи чималий досвід тампонування свердловин на ПСГ Прикарпаття відзначають, що вибір та пошук тампонажних матеріалів, розділюючих рідин, особливості технології не враховують специфіку роботи елементів кріплення в режимі ПСГ, не дозволяють накласти функціональні обмеження, про що свідчить розмаїття рецептур тампонажних матеріалів, випадки неякісного тампонування та виникаючі міжколонні тиски газу в процесі експлуатації свердловин.*

Іншою характерною особливістю технології тампонування свердловин ПСГ є використання усереднюючих ємностей з гідравлічним та механічним способом перемішування закумульованого розчину, що практично знімає проблему неоднорідності розчину та недосконалості цементно-змішувачих машин типу 2СМН–20. Крім цього, така технологічна операція, як перемішування, підвищує ступінь використання в'язучих властивостей цементу, покращує кінетику тужавіння, підвищує фізико-механічні властивості каменю.

Разом з тим, якісно приготовлена тампонажна суспензія не знімає проблеми самочинних процесів, що мають місце у за колонному просторі свердловин після закінчення процесу тампонування. Серед них каналоутворення, зменшення порового тиску. Відомо, що перемішування тампонажного розчину після закінчення процесу тампонування практично знімає цю проблему.

*Досвід показує, що при будівництві свердловин ПСГ порізно використовували і матеріали, і технології, і технічні засоби. Проте найбільш акцентувалась увага на тампонажних матеріалах та технологіях. Але, тільки тампонажними матеріалами і технологіями досягти високої якості тампонування є проблематично, а, ймовірно, і неможливо.*

У міжнародній практиці відомий спосіб, зокрема у Югославії, коли витісняють попередньо заповнену речовину тампонажним розчином, спускаючи обсадну колону. Принципово новий спосіб

тампонування свердловин запропоновано і в Україні.

Як відомо основним недоліком способу за методом Паркінса є складність заміщення бурового розчину тампонажним. Досягнути високого ступеня заміщення можливо за певних умов і при високих швидкостях течії тампонажного розчину у заклонному просторі.

Однак обмеження геологічного характеру, особливо через породи, схильні до гідравлічного руйнування та необхідність тампонувати похилі свердловини, де велика ймовірність ексцентричного розташування обсадної колони у свердловині, збільшення швидкості є проблематичним або призводить до одностороннього заміщення бурового розчину тампонажним.

Запропонований метод базується на засадах як аналітичних, так і дослідно-експериментальних. Суть методу полягає у наступному. Обсадну колону ділять на дві частини і нижню частину опускають у свердловину на бурильних трубах до вибою. Довжину бурильних труб визначають із залежності

$$L_{\partial r} = \frac{4}{\pi} \frac{V_{\text{Гр}}}{\pi(k \cdot D)^2} - \Delta h, \quad (5.8)$$

де  $V_{\text{Гр}}$  – кількість тампонажного розчину, необхідного для тампонування свердловини з розрахунку підняття розчину на висоту згідно проекту, м<sup>3</sup>;

$D$  – діаметр свердловин, м;

$k$  – коефіцієнт збільшення діаметра свердловини за рахунок каверн;

$h$  – додаткова глибина занурення нижнього кінця секції обсадних труб у тампонажний розчин після підняття із свердловини бурильних труб, м.

Спустивши обсадні труби (нижню секцію) нагнітають тампонажний розчин у свердловину крізь бурильні труби та нижню секцію обсадних труб, спущених у кількості згідно розрахунку. Після закінчення нагнітання тампонажного розчину піднімають бурильні труби до повного їх вилучення із свердловини. Повторно спускають нижню секцію, нарощуючи обсадними трубами колону до досягнення вибою свердловини.

При наявності у свердловині попередньо спущеної і



зацементованої колони довжина бурильних труб для спускання секції збільшується на величину, яка визначається із залежності

$$\Delta l = \frac{4V'_{\text{тр}}}{\pi d_{\text{в}}^2} \quad (5.9)$$

де  $V'_{\text{тр}}$  – об'єм тампонажного розчину для тампонування з умови заповнення кільцевого перерізу на висоті між попередньою обсадною колоною і тією, що опускається, м;

$d_{\text{в}}$  – внутрішній діаметр попередньої обсадної колони, м.

Якщо попередня обсадна колона складається з  $i$  секцій різних товщин стінок, то внутрішній середній діаметр вираховують за формулою

$$d_{\text{в}} = \frac{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \dots + d_i l_i}{\sum_i l_i}, \text{ м}, \quad (5.10)$$

де  $l_1, l_2, l_i$  – довжини секцій обсадних труб попередньо спущеної обсадної колони із заданою товщиною стінки, м;

$d_1, d_2, d_i$  – внутрішні діаметри секцій труб попередньо спущеної колони відповідної довжини, м.

Для такого випадку довжина бурильних труб визначається за формулою

$$L_{\text{дг}} = \left( \frac{V_{\text{тр}}}{(kD_c)^2} + \frac{V'_{\text{тр}}}{d_{\text{в}}} \right) \frac{4}{\pi}, \quad (5.11)$$

Достатньою умовою визначення довжини бурильних труб є час її підняття, за який консистенція тампонажного розчину досягне граничної величини. Якщо час, за який консистенція досягає величини 30 одиниць консистенції Бердена, дорівнює сумарному часові підняття бурильних труб після заповнення свердловини тампонажним розчином і часові опускання верхньої секції обсадних колон у свердловину, тоді  $\Delta h = 0$ , або

$$\tau_{30} - \tau_{\text{зап}} \geq \tau_{\text{підн}} + \tau_{\text{опуск}}, \quad (5.12)$$

і довжина бурильної колони визначається виключно об'ємом потрібного тампонажного розчину для тампонування свердловини у заданому інтервалі.

$\tau_{30}$  – час, за який консистенція тампонажного розчину досягає граничної консистенції 30 одиниць, год;

$\tau_{зан}$  – час, необхідний для заповнення тампонажним розчином свердловини, год;

$\tau_{підн}$  – час, за який піднімають із свердловини бурильні труби, на яких опускалась нижня секція обсадної колони, год;

$\tau_{опуск}$  – час, необхідний на опускання верхньої секції у свердловину, заповнену тампонажним розчином, год.

$$\tau_{підн} = \frac{L_{\delta r}}{l_{св}} \cdot \tau_{св}. \quad (5.13)$$

Тут  $L_{\delta r}$  – довжина бурильних труб, м;

$l_{св}$  – довжина "свічки" у бурильній колоні, м;

$\tau_{св}$  – час на підняття однієї "свічки," год;

$$\tau_{опуск} = \frac{L_{вс}}{l_{Тр}} \cdot \tau_{Тр} + \Delta\tau, \quad (5.14)$$

де  $L_{вс}$  – довжина верхньої секції обсадної колони, яку опускають після підняття бурильних труб, м;

$L_{Тр}$  – середня (розрахункова) довжина обсадної труби, м;

$\tau_{Тр}$  – нормативний час опускання однієї обсадної труби, год;

$\Delta\tau$  – сумарний час, необхідний на проміжні доливання бурового розчину в обсадну колону, год.

Визначившись у величинах  $\tau_{30}$ ,  $\tau_{зан}$ ,  $\tau_{підн}$ ,  $\tau_{опуск}$  перевіряють умову виконання операції. Якщо  $\tau_{30} - \tau_{зан} < \tau_{підн} + \tau_{опуск}$ , то виникає небезпека недоопускання обсадної колони до вибою через високу консистенцію тампонажного розчину. У такому випадку слід визначити додаткову глибину  $\Delta h$  опускання нижньої секції обсадних труб у тампонажний розчин, яким заповнена свердловина. Ця додаткова глибина занурення нижнього кінця обсадної колони у

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

тампонажний розчин є не що інше, як різниця між висотою тампонажного розчину в заклонному просторі, коли у свердловині обсадна колона відсутня, і довжиною інтервалу опускання обсадних труб до того часу, доки консистенція тампонажного розчину досягне граничної величини 30 одиниць Бердена.

Отже,

$$\Delta h = h - \frac{\tau_{\text{опуск}} \cdot l_{\text{Тр}}}{\tau_{\text{Тр}}}. \quad (5.15)$$

де  $\Delta h$  – розрахункова висота тампонажного розчину у свердловині при відсутності в ній обсадної колони, м.

$$h = \frac{4}{\pi} \left( \frac{V_{\text{Тр}}}{(kD_c)^2} + \frac{V'_{\text{Тр}}}{d_s^2} \right). \quad (5.16)$$

Враховуючи необхідність виконання умови, що

$$\tau_{30} - \tau_{\text{зан}} - \tau_{\text{підн}} = \tau_{\text{опуск}},$$

$$\Delta h = h - \frac{(\tau_{30} - \tau_{\text{зан}} - \tau_{\text{підн}})}{\tau_{\text{Тр}}} \cdot l_{\text{Тр}} \quad (5.17)$$

Підраховавши у такий спосіб величину  $\Delta h$  можемо остаточно визначити довжину бурильних труб для опускання нижньої секції обсадної колони і наступного заповнення свердловини тампонажним розчином.

На рис.5.6 наведена схема реалізації запропонованого способу при наявності проміжної колони. При цьому додатковою умовою є те, що час досягнення граничної консистенції є меншим від часу на підняття бурильних труб та спуск верхньої секції обсадних труб, тобто умова згідно рівняння (5.12) не виконується. У такому випадку довжина бурильних труб визначається з умови необхідності збільшення глибини опускання нижньої секції обсадної колони у тампонажний розчин –  $\Delta h$ . Початково опускають нижню секцію обсадної колони на бурильних трубах довжиною, визначеною за формулою (5.8). Ця позиція зображена на рис.5.6,а. Наступною

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

операцією є нагнітання тампонажного розчину крізь опущену комбіновану обсадно-бурильну колону і заповнення ним свердловини.

Для цього вкидають верхній розділювач 6 і витискають тампонажний розчин у заклонний простір. Верхній розділювач 6, вийшовши з бурильних труб, з'єднується з нижнім розділювачем 7 і під кінець процесу витискування тампонажного розчину зупиняється на стоп-кільці 8 (рис.5.6,б).

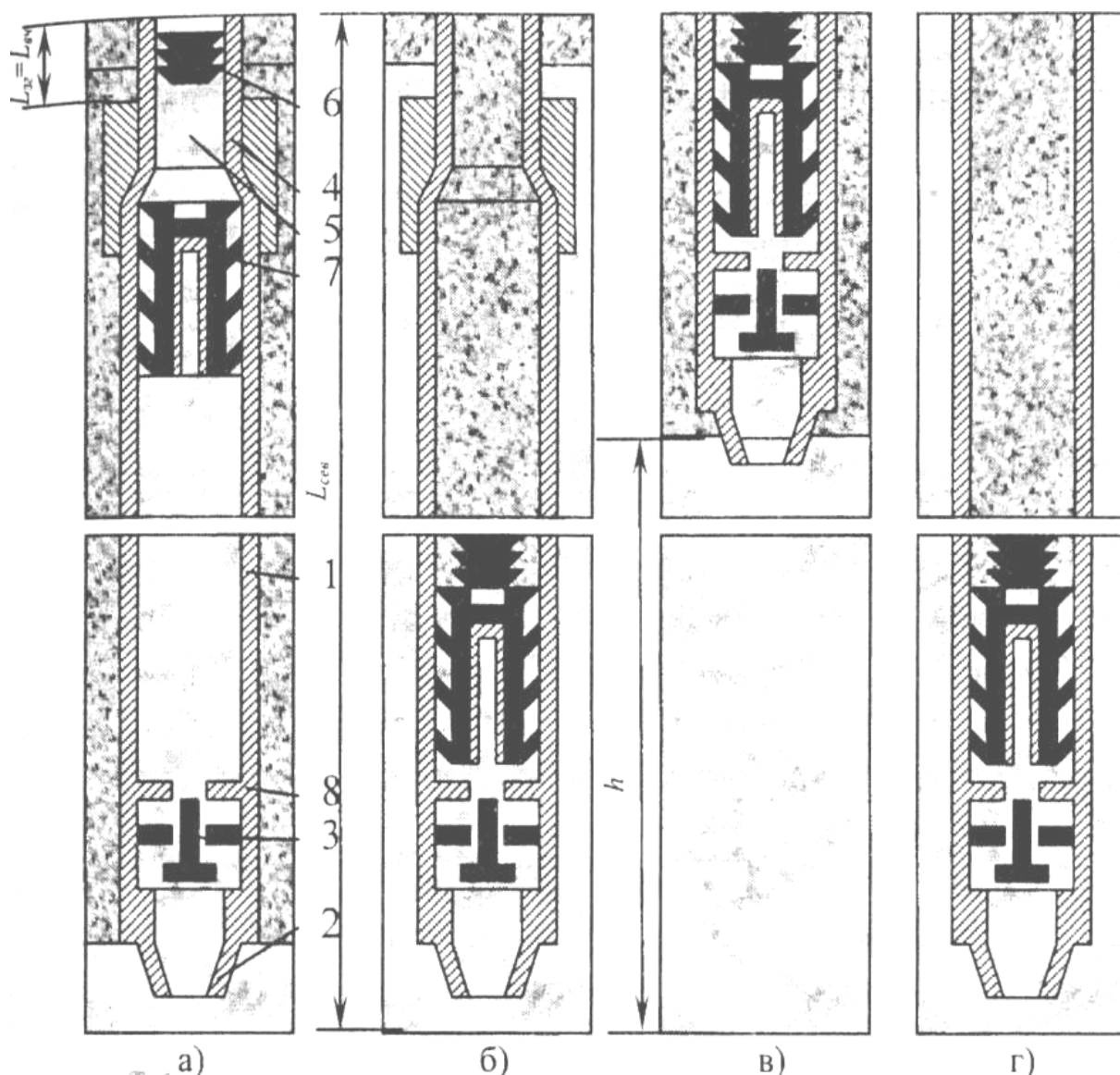
Закінчивши процес заповнення свердловини розчином бурильні труби 4 піднімають. Піднявши бурильні труби (рис.5.6,в), свердловина на висоті  $h$  заповнена тампонажним розчином в об'ємі, рівному об'єму заклонного простору, який необхідно затампонувати при опусканні обсадної колони до вибою. Потім опускають верхню частину обсадних труб у свердловину, витискаючи і рівномірно заповнюючи заклонний простір тампонажним розчином (рис.5.6,г).

Зворотний клапан 3 запобігає проникненню тампонажного розчину в обсадну колону, забезпечуючи витіснення його у заклонний простір. Процес кріплення закінчується опусканням обсадної колони до проектної глибини з одночасним заповненням заклонного простору тампонажним розчином на задану глибину.

На конкретних прикладах розглянемо принципові положення цього методу.

### Варіант 1

Глибина свердловини, $L_c$ , м	900
Висота підняття тампонажного розчину в заклонному просторі, $H_{Tr}$ , м	900
Діаметр свердловини, $D$ , м	0,2159
Коефіцієнт збільшення діаметра свердловини, $k$	1,1
Час нагнітання тампонажного розчину у свердловину, $\tau_n$ , год	1,0
Час, за який тампонажний розчин досягає граничної консистенції, $\tau_{30}$ , год (30 одиниць консистенції Бердена)	6,25
Нормативний час підняття однієї "свічки" бурильних труб, $\tau_c$ , год	0,05
Довжина "свічки" бурильних труб, $l_{cb}$ , м	24
Нормативний час на опускання однієї труби $\varnothing 168$ мм, $\tau_1$ , год	0,1
Розрахункова довжина обсадної труби, $l_i$ , м	10
Діаметр обсадної колони, $d_i$ , м	0,1683



**Рис.5.6 Технологічна послідовність кріплення свердловин**  
 1–обсадна колона (нижня секція); 2–спеціальний низ обсадної колони; 3–зворотний клапан (один або два); 4–бурильні труби; 5–тампонажний розчин; 6–розділювач верхній під колону бурильних труб; 7–розділювач нижній під колону обсадних труб; 8–кільце–стоп.

а) нижня секція на бурильних трубах опущена до вибою;

б) за колонний простір свердловини заповнений тампонажним розчином;

в) нижня секція обсадних труб припіднята, бурильні труби відсутні;

г) обсадна колона опущена до вибою, тампонажний розчин витіснений у за колонний простір до проектної висоти.

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Підрахуємо необхідний об'єм тампонажного розчину для заповнення за колонного простору свердловини при повністю спущеній у свердловину обсадній колоні

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi}{4} \left( (kD_c)^2 - d^2 \right) \cdot L_c = \frac{\pi}{4} \left( (1,1 \cdot 0,2159^2) - 0,1683^2 \right) \cdot 900 = 19,85 \text{ м}^3.$$

Визначаємо довжину бурильних труб з умови заповнення свердловини тампонажним розчином при відсутності в ній обсадної колони

$$L_{\text{дг}} = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{V_{\text{тр}}}{(kD_c)^2} = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{19,45}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} = 448 \text{ м}.$$

Визначимо час на підняття бурильних труб із свердловини

$$\tau_n = \frac{L_{\text{дг}}}{l_c} \cdot \tau_c = \frac{448}{24} \cdot 0,05 = 0,933 \text{ год}.$$

Визначаємо час, необхідний на опускання верхньої секції

$$\tau_{\text{он}} = \frac{L_{\text{ок}}}{l_i} \tau_i = \frac{448}{10} \cdot 0,1 = 4,48 \text{ год}$$

Перевіримо умову (5.12)

$$\begin{aligned} \tau_{30} - \tau_n &\geq \tau_{\text{он}} + \tau_n \\ 6,25 - 1,0 &< 4,48 + 0,933 \end{aligned} \quad (5,25 < 5,413)$$

Отже, умова (5.12) не виконується. Необхідно визначити величину  $\Delta h$ .

$$\begin{aligned} \Delta h &= h - \frac{(\tau_{30} - \tau_n - \tau_n)}{\tau_i} \cdot l_i = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V_{\text{тр}}}{\pi (kD_c)^2} - \frac{(\tau_{30} - \tau_n - \tau_n)}{\tau_i} \cdot l_i = \\ &= \frac{4}{\pi} \cdot \frac{19,85}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} - \frac{(6,25 - 1 - 0,933)}{0,1} \cdot 10 = 16,4 \text{ м} \end{aligned}$$

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Остаточно визначимо довжину бурильних труб з врахуванням часу досягнення тампонажним розчином граничної консистенції 30 одиниць

$$L_{\delta T} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V_{Tp}}{(k \cdot D_c)^2} - \Delta h = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{19,85}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} - 16,4 = 431,7 \text{ м}$$

Довжина нижньої секції обсадних труб визначається із залежності

$$L_{oT} = L_c - L_{\delta T} = 900 - 431,7 = 468,3 \text{ м.}$$

Отже, 468,3м обсадних труб опускають до вибою на бурильних трубах, загальна довжина яких складає 431,7м.

Закінчивши опускання до вибою нагнітають тампонажний розчин об'ємом 19,85м<sup>3</sup>. Отримавши сигнал про закінчення процесу нагнітання піднімають бурильні труби з свердловини. При цьому нижня секція обсадних труб теж піднімається з вибою.

Закінчивши піднімання бурильних труб опускають обсадну колону до вибою, витісняючи тампонажний розчин у за колонний простір. Зауважимо, що періодичні наповнення обсадної колони буровим розчином заданої густини обов'язкові з метою запобігання негативного впливу виштовхувальної сили.

*Варіант 2*

Глибина свердловини, $L_c$ , м	1000
Висота підняття тампонажного розчину в за колонному просторі, $H_{Tp}$ , м	1000
Діаметр свердловини, $D_c$ , м	0,2159
Коефіцієнт збільшення діаметра свердловини, $k$	1,1
Час нагнітання тампонажного розчину у свердловину, $\tau_n$ , год	0,5
Час, за який тампонажний розчин досягає граничної консистенції, $\tau_{30}$ , год (30 одиниць консистенції Бердена)	6,75
Нормативний час підняття однієї "свічки" бурильних труб, $\tau_c$ , год	0,05
Довжина "свічки" бурильних труб, $l_c$ , м	24
Нормативний час на опускання однієї труби $\varnothing$ 168мм, $\tau_1$ , год	0,1
Розрахункова довжина обсадної труби, $l_i$ , м	10
Діаметр обсадної колони, $d_i$ , м	0,1683

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Визначимо необхідний об'єм тампонажного розчину для заповнення за колонного простору при повністю спущеній обсадній колоні у свердловину

$$V_{Tp} = \frac{\pi}{4} \left( (kD_c)^2 - d^2 \right) \cdot L_c = \frac{\pi}{4} \left( (1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2 \right) \cdot 1000 = 22,05 \text{ м}^3$$

Визначаємо довжину бурильних труб за умови заповнення свердловини вирахуванням об'ємом тампонажного розчину при відсутності в ній обсадної колони

$$L_{\delta r} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V_{Tp}}{(kD_c)^2} = \frac{4}{\pi} \frac{22,05}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} = 497,8 \text{ м.}$$

Визначимо час підняття бурильних труб із свердловини

$$\tau_n = \frac{L_{\delta r}}{l_c} \tau_c = \frac{497,8}{24} \cdot 0,05 = 1,037 \text{ год}$$

Підраховуємо час, необхідний для опускання у свердловину верхньої секції обсадної колони.

$$\tau_n = \frac{L_{ок}}{l_i} \tau_i = \frac{497,8}{10} \cdot 0,1 = 4,978 \text{ год.}$$

Перевіримо умову:

$$\begin{aligned} \tau_{30} - \tau_n &> \tau_{он} + \tau_n \\ 6,75 - 0,5 &> 4,978 + 1,037 \\ (6,75 - 0,5 &> 6,105). \end{aligned}$$

Так як умова (5.12) виконується, то  $\Delta h = 0$  і приймають довжину бурильних труб 497,8 м.

Опускають у свердловину нижню секцію обсадних труб,



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

довжина якої визначається з рівняння:

$$L_{nc} = L_c - L_{\delta T} = 1000 - 97,8 = 502,2 \text{ м} .$$

Опустивши у свердловину 502,2м обсадних труб (нижня секція), колону продовжують опускати до вибою на бурильних трубах, загальна довжина яких рівна 497,8м.

Нагнітання об'єму тампонажного розчину у кількості 22,05м<sup>3</sup> є наступною операцією. При цьому використовують верхній за розміром бурильної колони та нижній за розміром обсадної колони розділювачі. Закінчивши нагнітання тампонажного розчину піднімають бурильну колону з свердловини, при цьому піднімається і нижня секція обсадної колони. Піднявши бурильні труби опускають верхню секцію обсадної колони, витісняючи тампонажний розчин у заколонний простір.

### Варіант 3

Глибина свердловини, $L_c$ , м	200
Висота тампонування заколонного простору, $H_{Tr}$ , м	200
Глибина опускання попередньої обсадної колони, $L_{нк}$ , м	100
Внутрішній розрахунковий діаметр попередньої обсадної колони, $D_{вп}$ м	0,225
Діаметр свердловини, $D_c$ , м	0,2159
Коефіцієнт збільшення діаметра свердловини, $k$	1,1
Час нагнітання тампонажного розчину у свердловину, $\tau_n$ , год	0,5
Час, за який тампонажний розчин досягає граничної консистенції, $\tau_{30}$ , год (30 одиниць Бердена)	6,25
Нормативний час підняття однієї "свічки" бурильних труб, $l_c$ , год	0,05
Довжина "свічки" бурильних труб, $l_{св}$ , м	24
Нормативний час на опускання однієї труби, $\tau_l$ , год	0,1
Довжина обсадної труби, $l_i$ , м	10
Діаметр обсадної колони, $d_i$ м	0,1683

Визначимо потрібний об'єм тампонажного розчину для заповнення комбінованого простору.

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

$$\begin{aligned}
 V_{Tp} &= \frac{\pi}{4} (D_{\text{вп}}^2 - d^2) \cdot L_{\text{нк}} + \frac{\pi}{4} ((kD_c)^2 - d^2) \cdot (L_c - L_{\text{нк}}) = \\
 &= \frac{\pi}{4} (0,225^2 - 0,1683^2) \cdot 1000 + \\
 &+ \frac{\pi}{4} ((1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2) \cdot (1200 - 1000) = 21,92 \text{ м}^3.
 \end{aligned}$$

Довжину бурильних труб визначимо з умови, що в свердловині відсутні обсадні труби

$$\begin{aligned}
 l_{\delta r} &= \frac{\pi}{4} \cdot \frac{(D_{\text{вп}}^2 - d^2) \cdot L_{\text{нк}}}{D_{\text{вп}}^2} + \frac{((kD_c)^2 - d^2) \cdot (L_c - L_{\text{нк}})}{(kD_c)^2} = \\
 &- \frac{\pi}{4} \left( \frac{(0,225^2 - 0,1683^2) \cdot 1000}{0,225^2} + \frac{((1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2) \cdot (1200 - 1000)}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} \right) = 540 \text{ м}.
 \end{aligned}$$

Визначимо час, потрібний на піднімання бурильних труб після закінчення нагнітання тампонажного розчину,

$$\tau_n = \frac{L_{\delta r}}{l_c} \cdot \tau_c = \frac{540}{24} \cdot 0,05 = 5,4 \text{ год.}$$

Отже, умова (5.12) не виконується, а тому вичислимо додаткову глибину опускання нижньої секції у тампонажний розчин  $\Delta h$ .

$$\begin{aligned}
 \Delta h &= h - \frac{(\tau_{30} - \tau_{\text{н}} - \tau_n)}{\tau_i} \cdot l_i = \frac{4}{\pi} \left( \frac{D_{\text{вп}}^2 - d^2}{D_{\text{вп}}^2} \cdot L_{\text{нк}} + \frac{((kD_c)^2 - d^2)}{(kD_c)^2} \cdot (L_c - L_{\text{нк}}) \right) - \frac{(\tau_{30} - \tau_{\text{н}} - \tau_n)}{\tau_i} \cdot L_i = \\
 &= \frac{4}{\pi} \left( \frac{0,225^2 - 0,1683^2}{0,225^2} \cdot 1000 + \frac{((1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2)}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} \cdot (1200 - 1000) \right) - \\
 &- \frac{(6,25 - 1,125 - 0,5)}{0,1} \cdot 10 = 77,5 \text{ м}
 \end{aligned}$$

Визначимо остаточну довжину бурильних труб з умови

збереження консистенції тампонажного розчину в межах допустимої

$$L'_{\text{дг}} = L_{\text{дг}} - \Delta h = 540 - 77,5 = 462,5 \text{ м.}$$

Отже, у свердловину глибиною 1200м опускають 737,5м обсадних труб і 462,5м бурильних труб. Нагнітають у свердловину тампонажний розчин у необхідній кількості та піднімають бурильну колону із свердловини. Продовжують опускати до вибою обсадну колону, витісняючи у заколонний простір тампонажний розчин.

Таким чином, *тільки в комплексі, враховуючи режим експлуатації свердловин ПСГ, його термобаричні параметри при виборі тампонажних матеріалів та відповідні технології під них можна забезпечити розв'язання цієї триєдиної задачі. Тобто, процес формування герметичного заколонного простору та його збереження повинні бути наріжним каменем технологічного циклу будівництва ПСГ.*

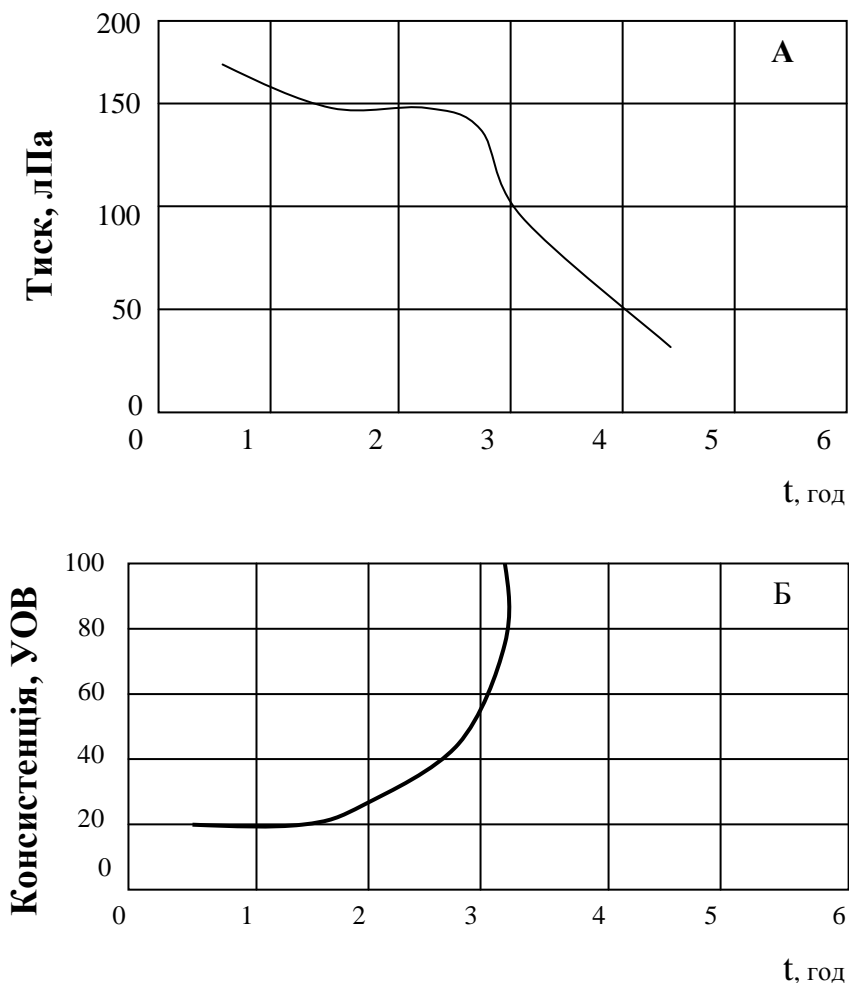
Дослідження, проведені фахівцями Техаського університету та фірмою "Ексон" (США), встановили, що міграція газу крізь заколонний простір, заповнений тампонажним розчином, зумовлена зниженням гідростатичного тиску при тужавінні.

На рис.5.7 зображені характерні криві зміни тиску стовпчика тампонажного розчину (А) та консистенції (Б) впродовж 5 годин з початку приготування. Густина тампонажного розчину  $\rho_{\text{тр}} = 1965 \text{ кг/м}^3$ .

Як видно з рис.5.7, впродовж гідратації тампонажного розчину гідростатичний тиск зменшується. Після трьох годин тужавіння особливо інтенсивно зменшується тиск, що зумовлено утворенням структури. Час початку тужавіння в умовах досліду складав 3,25 години.

На думку багатьох дослідників, *вагомішими є методи запобігання міграції газу крізь заколонний простір. Серед методів запобігання міграції газу відомі:*

- зменшення висоти тампонування заколонного простору;
- регулювання часу тужавіння тампонажного розчину таким шляхом, щоб початково тужавів розчин у нижніх інтервалах, а згодом – у верхніх. При цьому різниця у часі тужавіння повинна досягати 2 годин;



**Рис. 5.7** *Зміна тиску (А) та консистенції (Б) тампонажного розчину при  $T = 338,65\text{ K}$*

— підвищення тиску в за колонному просторі, заповненого тампонажним розчином. Для реалізації цього методу потрібний розчин, у якого після початку тужавіння швидко зростає міцність структури. Цей метод особливо корисний при тампонуванні покладів з аномально високими пластовими тисками;

— збільшення густини бурового розчину, розташованого вище тампонажного у за колонному просторі;

— багатоступеневе тампонування: кожна ступінь передбачає тужавіння тампонажного розчину в нижньому інтервалі до початку тампонування наступного інтервалу; такий метод вимагає спеціального устаткування та обладнання ним обсадної колони;

— збільшення густини води для приготування тампонажного розчину; граничною величиною густини води вважають  $1140 \text{ кг/м}^3$ , що відповідає 18% концентрації хлориду натрію;

— використання спеціальних тампонажних розчинів, здатних тривалий час утримувати градієнт гідростатичного тиску близьким до початкового; досягають такого процесу завдяки дрібнодисперсному газу, що міститься в тампонажному розчині; при зменшенні тиску пухирці збільшуються в об'ємі, компенсуючи зменшення тиску на вибір.

Для коректного вибору методу запобігання міграції газу оцінюють низку чинників, що зумовлюють ефект використання. Серед них:

- конфігурація ствола свердловини;
- наявність поверхневого та свердловинного устаткування, що необхідне для реалізації методу (превентори, цементувальні муфти, гумові розділювачі тощо);
- конструкція експлуатаційної колони;
- прилади для вимірювання реологічних параметрів та консистенції тампонажних і бурових розчинів;
- характерні ускладнення, що мали місце при бурінні свердловини;
- інформація про методи, що використовувались на даному родовищі та їх ефективність;
- економічні показники;
- екологічні особливості середовища і довкілля.

Відомо, що ще у 70-х роках М.Дон, М.Титков та А.Гайваронський серед причин міграції газу крізь тампонажний розчин встановили вплив зменшення гідростатичного тиску тужавіючого тампонажного розчину.

#### **5.4 ОСОБЛИВОСТІ КВАЛІМЕТРІЇ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ТАМПОНУВАННЯ СВЕРДЛОВИН**

*Як вітчизняний, так і зарубіжний досвід тампонування свердловин підтверджує, що в практиці використовують критерії якості окремих елементів кріплення і тампонажних матеріалів.*

*Однак повністю відсутній кваліметричний підхід до проблеми властивостей елементів кріплення і, зокрема, до властивостей тампонажних матеріалів. Це означає, що відсутні функціональний та структурний підхід до властивостей, методологічна основа критеріїв та їх числових величин.*

Першою науковою думкою, в більшій мірі пошуковою, була наукова праця, опублікована на основі досліджень, виконаних в ІФДТУНГ та ІКХ та ХВ у 1975 р. Дещо пізніше такі ж роботи проведені у ВНДІКРнафта, які були зорієнтовані на створення методики оцінки рівня якості кріплення свердловин у Західному Сибіру.

Разом з тим, поняття якості кріплення свердловини, як і якість його окремих елементів (обсадної колони, нарізного з'єднання, тампонажного каменю тощо), часто трактується неоднозначне, як поняття і, з точки зору функціональності властивостей, вочевидь, недостатньо для повної оцінки прийнятих рішень і прогнозування якості кріплення. Зокрема, існуючі критерії та методи оцінки якості кріплення свердловин виражають через герметичність або негерметичність кріплення, ступінь заповнення за колонного простору тампонажним розчином, зношенням обсадної колони, щільністю спряжених поверхонь тампонажного каменю з обсадною колоною та гірськими породами, тиском, при якому колона витримує випробування на герметичність і таке інше. Такий підхід до оцінки якості є не що інше, як визначення ступеня наближення проектної технології та матеріалів до реального стану.

Під керівництвом А.Куксова, використовуючи метод послідовного розділення показників, була розроблена схема комплексної оцінки якості кріплення свердловини і визначення його нейтрального показника. Враховували середнє геометричне групових показників, а ті, в свою чергу, як середнє геометричне підгрупових, а останнє – як середнє геометричне окремих показників.

Такий метод оцінювання показників вимагає використання відповідного програмного забезпечення, а головне, як мінімум, двох виборок свердловин: з "добрим" та "поганим" станом кріплення. У випадку розгортання робіт, що мало місце при створенні ПСГ, такий метод через відсутність статистичних даних не може бути реалізованим.

Принциповою відмінністю в оцінюванні якості свердловин ПСГ є те, що їх якість не можна оцінювати тільки на момент закінчення буріння і передачею їх в експлуатацію, як для звичайних газовидобувних свердловин. Як засвідчує досвід багатьох років експлуатації свердловин ПСГ, кількість тих, що втратили герметичність, від 3 до 7 разів перевищує кількість негерметичних свердловин, яка була на момент передачі в експлуатацію. Безумовно, що для такого оцінювання необхідне деяке базове число циклів, а також критерій руйнування елементів кріплення. Порівнюючи їх між собою можна оцінити потенціальну надійність кріплення або окремого його елемента.

Переважну більшість тампонажних розчинів готують на базі портландцементу, а специфічні вимоги до розчину і каменю, в основному баротермальні, корегують домішками та наповнювачами. Внаслідок тампонажні суміші стають багатоконпонентними за вмістом, складними з погляду дозування компонентів і гомогенності розчину та контролю їх якості. Для того, щоб ефективно контролювати якість таких багатоконпонентних сумішей, керувати ними у потрібному напрямі необхідні відповідні критерії і точні кількісні оцінки. У відповідності з ДСТУ якість – це сукупність властивостей продукції, що зумовлює її придатність задовольняти певним вимогам у відповідності з її призначенням.

Аналогічне за змістом згідно ДСТУ і поняття якості свердловини. *Стосовно тампонажних матеріалів до таких властивостей слід віднести ті властивості розчину, які зумовлюють успіх процесу тампонування свердловини в певних умовах, а також камінь, якщо він забезпечує герметичність за колонного простору тривалий час. Всі ці питання є предметом кваліметрії.*

*Стосовно кваліметрії тампонажних матеріалів важливо пам'ятати, що якість розчину, як і якість каменю, є інтегральними показниками при заданих умовах. Тут потрібний системний підхід як у дослідженнях, зокрема у методології, так і при аналізі. Якість цементу, кількість і якість домішок, наповнювачів та води приготування разом з технологією приготування та використаними при цьому технічними засобами складають чималий комплекс і для його оцінки потрібний відповідний показник.*

Тампонажні цементи згідно з ДСТУ 1581-99 та

ТУ 39-0147001-076-92 у регламентованих баротермальних умовах з достатньою кількістю показників визначають відповідність стандарту.

Якісь домішок і наповнювачів гарантується виробниками, але в більшості випадків домішками і наповнювачами служать матеріали нецільового призначення: глинопорошки, крейда, оксид кальцію, оксид магнію, графіт, різноманітні промислові відходи тощо, а отже, їхні функціональні властивості не відповідають умовам призначення у повній мірі і тому встановлення концентрацій таких компонентів, а з ними і об'єму води приготування, надто проблематичне.

Враховуючи багатоцільове призначення тампонажних суспензій, розмаїття та складність геотехнічних умов, їх використання є проблематичне та актуальне. Серед них:

- визначення властивостей, їх структури, функцій та критеріїв, показників, з яких формується якість тампонажних розчинів та каменю;

- кількісне вимірювання окремих властивостей, тобто визначення поодиноких та комплексних показників якості;

- зведення поодиноких та комплексних показників якості до одного інтегрального показника.

Стосовно відповіді на перше питання слід визначити, що у спеціальній літературі, статтях на інструктивних документах наведено чимало методик визначення властивостей тампонажного розчину і каменю. *Разом з тим, жоден з авторів не звернув увагу на ті властивості, визначивши які слід стверджувати: тампонажний розчин і камінь якісні, як ціле.* Використати для цієї мети тільки показники якості цементу, згідно ДСТУ 1581-99, не можна тому, що більшість з них є показниками, перенесеними з будівельної практики, а умови їх визначення не відповідають умовам використання. Від початку приготування і до закінчення процесу цементування тампонажний розчин знаходиться в умовах динамічних із змінними величинами тиску і температури. Іншими словами, транспортуючи тампонажний розчин обсадною колоною та заколонним простором свердловини він знаходиться у нестационарному енергетичному полі. Кількість енергії на одиницю маси тампонажного розчину зростає від 4,8 до 6,3 кДж/кг, що неодмінно вплине на фізико-механічні властивості розчину і каменю. Тому виникає необхідність у



визначенні таких комплексних показників, які б в умовах максимально наближених до умов свердловини формували якість тампонажного розчину та каменю. Різними школами та окремими науковцями і дослідниками запропоновано і чимало параметрів, які не регламентуються стандартами, однак є суттєвими з точки зору порівняння різноманітних тампонажних матеріалів.

Всі існуючі на сьогодні параметри розчину і каменю доцільно розділити на *початкові, проміжні та кінцеві*.

**Початкові** – це такі величини властивостей розчину, яких він досягає на момент змішування з водою, а точніше – після трьох хвилин перемішування згідно ДСТУ 1581-99. До таких величин слід віднести *густину, стабільність, розтічність*.

**Проміжні** – це такі величини параметрів розчину, які відповідають часу закінчення тампонування обсадної колони. При цьому, до початку випробувань та визначення параметрів тампонажний розчин повинен знаходитись в умовах адекватних умовам тампонування (переміщуватись з постійно зростаючими температурою і тиском). До проміжних параметрів слід віднести *консистенцію, реологічні параметри і тампонуєчу здатність*.

Перші дві характеристики (початкові та проміжні) перш за все зумовлюють успіх процесу тампонування свердловини та служать передумовою герметичності за колонного простору тривалий період. Зрозуміло, однак, що успішність тампонування свердловини не означає і, тим більше, не гарантує герметичності за колонного простору.

З цих міркувань варто окреслити якість тампонажного матеріалу через якість тампонажного каменю. Оцінюючи герметизуючу здатність тампонажного каменю, слід визначити такі **кінцеві параметри**: *міцність, проникність, корозійну стійкість та величину деформацій*. Стосовно свердловин ПСГ до таких параметрів також треба віднести і *малоциклову міцність та тріщиностійкість*.

Іншою важливою проблемою є вимірювання поодиноких властивостей: первинних, проміжних та кінцевих. Потрібно велике розмаїття приладів враховуючи, що тампонажний матеріал з порошку трансформується у розчин, а згодом у камінь, а також необхідність відтворення свердловинних умов кінематичної та динамічної подібності в дослідженнях. Проблема тут полягає ще й у тому, що

одні й ті ж параметри вимірюються різними приладами, переважно авторськими розробками. Така ситуація з вимірюванням реологічних параметрів, тріщиностійкості, малоциклової міцності, корозійної стійкості тощо.

З іншого боку одна й та ж властивість має різноманітні розмірності та вимірюється у різних одиницях. Так, наприклад, корозійна стійкість тампонажного каменю оцінюється за величиною зміни міцності, деформації, фільтраційних властивостей, капілярного всмоктування рідин тощо. Особливістю є ще й те, що жоден з перерахованих методів не відповідає функціональному призначенню тампонажного каменю. З іншого боку, такі різні за методикою вимірювання дослідження унеможливають порівняння різних тампонажних матеріалів за величиною корозійної стійкості.

Третьою і найскладнішою проблемою є потреба всі показники якості, включаючи початкові, проміжні та кінцеві, звести до виразу загальної якості тампонажного матеріалу. Як виразити в загальних одиницях такі властивості, як корозійна стійкість та консистенція, стабільність розчину та лінійні деформації каменю? Як порівнювати якість тампонажних матеріалів на базі портландцементу і полімерів?

*Безперечно, що вище наведені питання не вичерпують усіх проблем кваліметрії тампонажних матеріалів, однак неодмінно треба вирішувати питання про систему та кваліфікацію властивостей, які формують якість тампонажного матеріалу, та як чисельно визначити величину властивості. Такий підхід до властивостей позитивно позначиться на формуванні тампонажної багатокомпонентної композиції, оптимізації вмісту домішок та наповнювачів, удосконаленні технологічних заходів, використанні методів фізико-хімічної механіки для управління властивостями тампонажних розчинів і каменю, покращанні експлуатаційної та екологічної надійності свердловин ПСГ.*

## **5.5 КРИТЕРІЇ ЯКОСТІ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ**

*Під якістю тампонажних матеріалів розуміють сукупність властивостей, які забезпечують формування герметичного за колонного простору, його збереження при експлуатації свердловини в заданих режимах, а також забезпечують проведення*

*ремонтно-ізоляційних робіт з метою відновлення герметичності.*

Під тампонажним матеріалом розуміють базове в'язуче з домішками або без них (порошкоподібний стан), тампонажний розчин (рідкий стан) і тампонажний камінь – твердий монолітний стан.

Залежно від того, якому станіві матеріалу автори надавали пріоритети, пропонувались критерії якості, короткий огляд та аналіз яких наведено нижче.

А.Горський запропонував *критерій якості* тампонажного розчину, який визначається відношенням часу, за який консистенція розчину досягає критичної величини, до часу початку тужавіння

$$K = \frac{T_{30}}{T_{n.m}} \quad (5.18)$$

Даний критерій дає змогу оцінити дію домішки, яка додана для регулювання плинності розчину та здатність розчину до утворення каналів, якими можуть мігрувати флюїди. Зменшуючи величину критерію  $K$ , зменшується час перебування тампонажного розчину у найбільш вразливому стані, коли потенційне каналоутворення найбільш ймовірне.

А.Черненко для оцінки якості затампованого за колонного простору вивів критерій та встановив межі його числових величин

$$0 \leq \frac{p_1 + \Delta p' - p_2}{p_3 + \Delta p' - p_2} \leq 1. \quad (5.19)$$

Тут  $p_1$  – тиск з боку за колонного простору у довільній точці граничної поверхні між тампонажним розчином та навколишнім середовищем, Па;

$p_2$  – тиск пластового флюїду, Па;

$p_3$  – граничний тиск на пласт з боку розчину з умови поглинання або його гідравлічного розриву, Па;

$\Delta p'$  – граничний перепад тиску, при якому відсутня течія флюїду пласта у напрямі за колонного простору, Па;

$$\Delta p' = p_2 - p_1. \quad (5.20)$$

Якщо умова (5.19) виконується, то у кожній точці графічної поверхні ймовірність міжпластових міграцій флюїдів зменшується до мінімуму. З іншого боку, дана умова дозволяє визначитись у вимогах до тампонажного розчину з метою збереження його герметичності в процесі тужавіння. Даний критерій не несе інформації щодо подальшого стану заколонного простору.

Для оцінки якості тампонування свердловин Р.Шищенко та Б.Єсьман через реологічний параметр бурового розчину, густину тампонажного і бурового розчинів та геометричну характеристику заколонного простору запропонували критерій якості тампонування свердловини

$$D = \delta \cdot g \frac{\rho_{\text{тр}} - \rho_{\delta p}}{\tau_0}, \quad (5.21)$$

де  $\delta$  – величина щілини між обсадною колоною та стінкою свердловини, м;

$g$  – прискорення земного тяжіння, м/с<sup>2</sup>;

$\tau_0$  – гранична напруга зсуву бурового розчину, Н/м<sup>2</sup>;

$\rho_{\text{тр}}$   $\rho_{\delta p}$  – густини тампонажного та бурового розчинів, відповідно, кг/м<sup>3</sup>.

З фізичної точки зору, вираз (5.21) аналогічний параметру Стокса для неньютонівських рідин і являє собою відношення сили тяжіння до сили граничної напруги зсуву у щілині відомих розмірів. Чисельно критерій (5.21) відповідає високій якості тампонування при  $D \geq 30$ .

А.Мірзаджанзаде, аналізуючи вираз (5.21), довів, що якісне тампонування забезпечується за умов:  $\rho_{\text{тр}} - \rho_{\delta p} = 300 \dots 500$  кг/м<sup>3</sup>,  $\tau_0 = 2 \dots 2,5$  Н/м<sup>2</sup> для нормальних розчинів та  $\tau_0 = 5 \dots 6$  Н/м<sup>2</sup> для хімічно оброблених та обважнених розчинів.

Звідси може бути знайдена величина щілини  $\delta$ :

$$\delta_{\text{min}} = \frac{D \cdot \tau_0}{g \cdot (\rho_{\text{тр}} - \rho_{\delta p})} = \frac{30 \cdot 2,5}{9,81 \cdot 500} = 0,015290,$$

$$\delta_{\max} = \frac{D \cdot \tau_0}{g \cdot (\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{ф}})} = \frac{30 \cdot 2,0}{9,81 \cdot 300} = 0,02039.$$

Отже, високу якість тампонування можна досягти при дещо менших величинах критерію  $D$ , ніж це було визначено Р.Шищенком та Б.Есьманом. Нижче для порівняння наведені критерії тампонування свердловин ПСГ Прикарпаття підраховані за величинами параметрів розчинів, що забезпечують потрібну якість

$$D = \frac{\delta \cdot g \cdot (\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{ф}})}{\tau_0} = \frac{0,0238 \cdot 9,81 \cdot 300}{2,5} = 28,$$

$$D = \frac{0,0238 \cdot 9,81 \cdot 500}{5,5} = 21,2.$$

М.Геранін для визначення придатності тампонажних матеріалів запропонував відношення перепаду тиску, при якому ще не відбувається наскрізної міграції рідини крізь стовпчик тампонажного розчину, до гідростатичного тиску цього стовпчика, яке назвав *критерієм тампонажної здатності*

$$K_T = \frac{p_n - p_b}{\rho_b \cdot g \cdot h} = \frac{\Delta p}{\rho_g \cdot g \cdot h}, \quad (5.22)$$

де  $p_n$ ,  $p_b$  – тиск флюїдів, відповідно, у нижньому і верхньому пластах, Па;

$h$  – відстань між пластами (висота стовпчика тампонажного розчину), м;

$\rho_g$  – густина води приготування тампонажного розчину,  $\text{кг/м}^3$ .

З фізичної точки зору, *критерій тампонуючої здатності* характеризує опірність тампонажного розчину перетіканню флюїдів при заданому перепаді тисків. Чим більша величина  $K_T$ , тим ця опірність вища, тим ймовірність перетікання флюїдів менша. Даним критерієм достатньо об'єктивно можна оцінити вплив пластифікаторів, прискорювачів та сповільнювачів тужавіння, інших домішок в діапазоні температур до 363К. Запропонований метод та пристрій для визначення тампонуючої здатності тампонажного розчину.

О.Образцов для оцінювання та характеристики домішок запровадив нерівність

$$K_{\delta} = \frac{(\rho_{\delta} - \rho_{Tp}) \cdot \rho_{\epsilon}}{(\rho_{Tp} - \rho_{\delta}) \cdot \rho_{\delta}}, \quad (5.23)$$

де  $\rho_{\delta}$  – густина домішки, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{Tp}$  – густина тампонажного розчину, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\epsilon}$  – густина води приготування, кг/м<sup>3</sup>.

За фізичною суттю  $K_{\delta}$  являє собою *мінімальний вміст води приготування у тампонажній суміші*. Домішки за допомогою цього критерію оцінювались як полегшуючі або як такі, що не можуть бути використані для полегшення.

Т.Фараджев, Ф.Шахалієв та інші за критерій якості тампонажного розчину використали коефіцієнт Пуасона. При цьому вважають, що тиск на зовнішній поверхні оболонки тужавіючого тампонажного розчину змінюється в залежності від коефіцієнта Пуасона. При  $\mu < 0,35$  за рахунок релаксації контактних напруг тиск зменшується, а при  $\mu > 0,35$  тиск зростає, а з ним і надійність заколонного простору

$$\mu \geq \frac{p_{k_0} - \left( \frac{r_2^2}{r_1^2} - 1 \right) \cdot p_r}{p_{k_0} + p_r}, \quad (5.24)$$

де  $p_{k_0}$  – контактний тиск на внутрішній поверхні тампонажного розчину при  $T = 273\text{K}$ ;

$p_r$  – вертикальний гірський тиск. Па;

$r_2$  – радіус свердловини, м;

$r_1$  – зовнішній радіус оболонки тужавіючого тампонажного розчину, м;

$$r_1 = r_2 - \delta,$$

де  $\delta$  – товщина фільтраційного шару на проникних пластах, м.

При  $\delta=0$ ,  $r_1=r_2$ .

$$\mu \geq \frac{P_{k_0}}{P_{k_0} + P_r} \geq 0,35 \quad (5.25)$$

*Наведені критерії характеризують тампонажні матеріали з точки зору їх функціональної придатності на стадії процесу тампонування та виявляють тенденції впливу домішок, кількості води приготування та наповнювачів на якісне їх виконання. Власне такі критерії потрібні, однак у більшій мірі в них зацікавлені виконавці робіт. Користуючись такими критеріями, можна оцінити якість тампонажного розчину, спрогнозувати успішність процесу тампонування свердловини. Однак, з точки зору споживача-замовника, більш вагомими є критерії, що оцінюють опірність тампонажного каменю баротермальним навантаженням, зокрема, які виникають при випробуванні внутрішнім тиском, експлуатації, особливо у режимі підземного зберігання газу (ПЗГ), нагнітанні пари тощо. Власне, два останні чинники є надто вагомими і мало вивченими. Специфіка їхня вимагає особливих фізико-механічних властивостей каменю.*

На думку В.Барановського, А.Булатова, А.Гайворонського, В.Крилова, А.Руцького, Ю.Просьолкова, М.Тіткова деформаційна здатність тампонажного каменю найбільш повно характеризує здатність чинити опір діючим термобаричним навантаженням. Так, М.Тітков та Ю.Цирін для порівняння здатності тампонажного каменю протидіяти прикладним силам рекомендують величину кута нахилу кривої деформації у пластичній зоні при випробуванні тампонажного каменю за методом Л.Шрейнера. Авторами встановлено, що чим менша величина кута нахилу кривої деформації, тим краща деформаційна здатність тампонажного каменю, тим він більш пластичний. Очевидна деяка умовність запропонованого критерію через відсутність руйнування матеріалу, а також неможливість кількісної оцінки деформаційної здатності тампонажного каменю. Тампонажний камінь, деформаційна здатність якого відповідає деформаційній здатності пластиліну, буде найповніше відповідати вимогам критерію. Очевидна нелогічність такого порівняння, бо пружна деформація обсадної колони та пластична тампонажного каменю при зміні баротермальної ситуації у

свердловині, наприклад, при випробуванні на герметичність, порушують герметичність спряжених поверхонь між ними через утворення щілини та заколонного перетоку флюїдів.

*Ю.Просьолков* у якості критерію деформаційної здатності тампонажного каменю пропонує використовувати відоме положення *Р.Гука*

$$\sigma = \varepsilon \cdot E. \quad (5.26)$$

Звідси

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E}, \quad (5.27)$$

або як у *Ю.Просьолкова*

$$K_{\sigma} = \frac{\sigma}{E} \quad (5.28)$$

при відповідному методі випробовувань. Отже, *критерієм служить відносна деформація тампонажного каменю*. Суттєвим у цьому випробуванні є умови тужавіння та декомпресія взірців, а також їх охолодження. *Є.Оголихін та Х.Мухін (1967р.)* довели, що зміна баротермальних умов випробувань відповідно до умов тужавіння зумовлює зменшення модуля пружності від 2 до 3 разів, при постійній границі міцності. Отже, величина критерію не залишається сталою.

*А.Руцький* для оцінювання деформаційних властивостей тампонажного каменю запропонував відношення границі міцності при стисканні до границі міцності при згині зразків

$$K_{\sigma} = \frac{[\sigma]_c}{[\sigma]_{зг}} \quad (5.29)$$

Автор стверджує, що зменшуючи величину критерію деформаційні властивості тампонажного каменю зростають, а при наближенні до одиниці тампонажний камінь досягає максимальних деформаційних властивостей. Однак це твердження є сумнівним, бо,



за даними М.Сичова, при

$$\frac{[\sigma]_c}{[\sigma]_{зз}} = 2$$

взірці каменю можна скрутити у спіраль. Крім того, тампонажний камінь у свердловині на згин не працює. У реальному напруженому стані в ньому діють стискаючі та розтягуючі напруги.

А.Булатов для оцінювання придатності тампонажного каменю в умовах баротермального навантаження запровадив критерій, що має вигляд

$$K_u = \frac{\sigma_p}{\beta_t \cdot E_{TK}} \cdot \sqrt{\alpha_{TK}}, \quad (5.30)$$

де  $\sigma_p$  – границя міцності тампонажного каменю при розтягу, Н/м<sup>2</sup>;

$\beta_t$  – коефіцієнт температурного розширення тампонажного каменю, 1/К;

$E_{TK}$  – модуль пружності тампонажного каменю, Н/м ;

$\alpha_{TK}$  – коефіцієнт теплопровідності тампонажного каменю, Вт/м<sup>°К</sup>.

Введення у розрахунок величин критерію границі міцності тампонажного каменю при розтягу відповідає реаліям. Власне, у свердловині тампонажний камінь у за колонному просторі працює з більшим дефіцитом міцності такого виду навантаження. Разом з тим, величина критерію не дає змоги широко впроваджувати його в практику тампонування свердловин через свою емпіричність та відсутність допустимої величини.

*Крім механічних навантажень елементів кріплення свердловин слід враховувати і вплив корозійних процесів, які мають місце при контакті з пластовими водами. Фізико-хімічні процеси вилугування, катіонного обміну та викристалізування гідратів, сульфатів і гідросульфоалюмінатів зумовлюють зміну міцності та проникності і навіть руйнування оболонки тампонажного каменю через утворення розколин.*

У практиці інженерного та наукового експерименту при оцінюванні корозійної стійкості та встановленні критеріїв відомі різні методологічні підходи, що унеможлиблює порівняння тампонажних

матеріалів за величиною корозійної стійкості.

Так, В.Данюшевський, Ю.Петраков, І.Толстих запропонували оцінювати корозійну стійкість коефіцієнтом, який являє собою відношення середньої величини границі міцності при згині зразків тампонажного каменю, що зберігались в агресивному середовищі, до границі міцності при згині зразків з того ж матеріалу, але які зберігались у водопровідній воді при інших рівних умовах.

В.Бакиштов в якості критерію корозійної стійкості тампонажного каменю у пластовій воді використовує коефіцієнт відносної зміни міцності взірців, витриманих впродовж 180 діб в агресивному середовищі, до 28-добової міцності взірців, які зберігались у стандартних умовах. Нагадаємо, що стандартні умови – це тиск  $p_{ст} = 0,101325$  МПа, а температура  $T_{ст} = 293,15$  К.

Л.Долгих та Г.Толкачов пропонують оцінювати корозійну стійкість тампонажного каменю за величиною зміни абсолютної міцності взірців при випробуванні їх на згин і стиск.

В.Філіпов, Д.Новохатський та Р.Федосов в якості критерію використовували коефіцієнт відносної зміни міцності, який є відношенням міцності взірця тампонажного каменю, що зберігався в агресивному середовищі, до його початкової міцності. Числове значення цього критерію не повинно перевищувати від 0,7 до 0,8 для задоволення вимог тривалої і надійної експлуатації свердловин.

Н.Карімов і А. Запорожець в якості критерію корозійної стійкості запропонували коефіцієнт втрат оксиду кальцію в тампонажному камені. Додатково автори контролювали зміни, які відбувались у середовищі зберігання тампонажного каменю, зокрема вимірювали рН та хімічний склад. В окремих випадках якість тампонажних матеріалів оцінювали комплексними вимірами: фазовий склад тампонажного каменю, модуль пружності, пористість, швидкість розповсюдження ультразвуку тощо, до та після зберігання в агресивному середовищі.

В.Москвін, оцінюючи корозійну стійкість бетону та залізобетону, вимірював глибину корозійного ураження, вміст сульфідно-сульфатної та вільної сірки в шарах виробу, рН та фазовий склад продуктів тужавіння і корозії.

У такому розмаїтті методів оцінювання та критеріїв корозійної стійкості тампонажного каменю частина з них недостатньо

інформативна, проте доступна та проста методично. Інші достовірно інформативні, однак вимагають широкого комплексу досліджень та добре обладнаних лабораторій.

І все ж, *спільним в оцінюванні корозійної стійкості є те, що всі контрольовані параметри характеризують структуру тампонажного каменю*. Так, пористість та проникність у більшій мірі, а швидкість розповсюдження ультразвуку крізь взірець, його модуль пружності і фазовий склад продуктів гідратації – у меншій, характеризують капілярно-пористу структуру тампонажного каменю. Власне, у порожнинах та капілярах тампонажного каменю розвиваються корозійні процеси, а ступінь розвинутої внутрішньої поверхні взаємодії – визначальний чинник їх інтенсивності.

*Спільною ознакою більшості запропонованих критеріїв є їх недетермінованість, тобто граничні числові величини невідомі.*

## **5.6 ФОРМУВАННЯ ТА ВІДНОВЛЕННЯ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТОРУ СВЕРДЛОВИНИ**

Завершальною операцією у технологічному циклі кріплення свердловини є її випробовування на герметичність, зокрема гідравлічним опресовуванням. На прикладі Угерського ПСГ можна бачити, що, опресовуючи експлуатаційну колону діаметром 168мм, внутрішній тиск біля устя складав від 8 до 14 МПа, а на вибої – від 12,6 до 24,6 МПа. З іншого боку, у всіх без винятку випадках опресовували колону після того, як тампонажний розчин затужавів, тобто не швидше, як через 24 години. По-третє, надто велика різниця у часі при проведенні операції: від 24-х годин до 24-х діб. При таких надмірних внутрішніх тисках з одного боку, малій механічній міцності тампонажного каменю – з іншого, випробовування на герметичність негативно впливають на формування заколонного простору.

Логічно виникає питання: яку мету ставимо перед опресовуванням? Згідно чинних правил в такий спосіб перевіряють герметичність обсадної колони, але, виконуючи цю операцію через 2...24 доби, випробовується не колона, а система елементів кріплення. Більш логічним кроком і технологічно здійсненим було б суміщення операції опресовування колони з моментом закінчення витискування

тампонажного розчину у за колонний простір. Опресування колонної головки проводити після ізолювання внутрішньої порожнини обсадної колони на НКТ до глибини від 50 до 100м від устя.

Таким чином як у процесі буріння, так і при опресовуванні обсадних колон після їх тампонування, в силу технічної недосконалості та технологічної невизначеності існують процеси, що сприяють руйнуванню елементів кріплення свердловин та втрати ними герметичності.

*Протирання обсадних колон та зменшення товщини стінки зумовлюють великі деформації труб і оболонки тампонажного каменю, що ведуть до утворення щілин і тріщин руйнування низу проміжних обсадних колон та оболонки тампонажного каменю через недосконалість компоновок низу бурильних колон, руйнування оболонки тампонажного каменю через невідповідність його деформаційних властивостей тим, що виникають при опресовуванні обсадних колон від 1 до 2 діб тужавіння.*

#### **Герметизуючі матеріали та технології їх використання**

Формування та збереження герметичного кріплення свердловин ПСГ, як двоєдина задача у багатьох випадках позитивного розв'язку немає взагалі або результат дуже короткостроковий. Тому діалектично проблема надійності кріплення свердловин переходить низку стадій: *формування, збереження, відновлення*. Кожна з цих стадій є надто важливою і між собою тісно пов'язані.

Проблема відновлення герметичності кріплення свердловин дістала свій розвиток завдяки двом напрямкам:

- дослідженню герметизуючих матеріалів;
- дослідженню технологій їх використання.

*Серед відомих герметизуючих матеріалів основні відмінності полягають у гелеутворюючих речовинах, стабілізаторах, їх типом та вмістом, а також температурними умовами використання. Щодо гелеутворюючих речовин, варто зазначити, що найбільш поширеною є поліакриламід. Гелеутворюючою домішкою може бути технічний формалін, персульфат амонію, натрієвий або калієвий біхромат разом із сульфатами. В якості стабілізаторів використовують смоли ГР, ФР-12А, ФР-50, СФ-282, ФРЕС та продукти деревообробної промисловості, КМЦ, Finfix тощо.*

*Відомо, що в окремих випадках, наприклад, для глушіння*

нафтових і газових свердловин, а також рідин розриву пластів використовують "зшитий" гелеподібний поліакриламід. Для отримання такого типу полімеру використовують товарний поліакриламід з вмістом від 7 до 8% речовини. Сам процес "зшивання" відбувається фізико-хімічним шляхом під дією радіаційного опромінення на установці УКП-250000.

*Принциповою відмінністю "зшитого" полімеру від вихідного є те, що опромінений поліакриламід втрачає властивість розчинятись у воді, а тільки набухає, збільшуючись в об'ємі. Другою характерною відмінністю опроміненого поліакриламиду є втрата адгезійних властивостей до металу, гірських порід і тампонажного каменю. Очевидно, що в силу другої відмінності опромінені полімери не можуть бути використані при відновлювальних роботах у свердловинах ПСГ.*

Більш детальний аналіз та узагальнення результатів досліджень існуючих в'язкопружних систем показує, що одні з них готують при малому вмісті гелеутворюючого компонента ( $C \leq 0,5\%$ ) і тому мають малу початкову в'язкість, але слабкий гель з низькою адгезією з елементами кріплення свердловини. Інші готують з високим вмістом гелеутворюючого компонента ( $C > 8...10\%$ ), що зумовлює високу початкову в'язкість, значну міцність гелю, але низьку проникну здатність.

Неоднозначна також роль стабілізаторів, наприклад, смол, КМЦ, які при вмісті 5% і вище суттєво збільшують адгезію з елементами кріплення і одночасно збільшують в'язкість, що негативно відбивається на проникаючій здатності такої суміші.

В.Бойко та І.Купер запропонували для тампонування різноманітних порожнин піноутворюючий полістирол. Цей матеріал містить газонаповнюючий компонент у кількості від 4 до 6,5% і використовується просіяним і розділеним на п'ять фракцій: понад 3,2мм; від 3,2 до 1,8мм; від 1,8 до 0,9мм; від 0,9 до 0,4мм і менше 0,4мм. Густина полістиролу від 1050 до 1080 кг/м<sup>3</sup>, температура розм'якшення від 255 до 368 К. При нагріванні його об'єм збільшується від 16 до 87 разів, а тривалість процесу не перевищує 15 хвилин при температурі 373 К. Піноутворюючий полістирол наповнений ізопентаном, тому при зростанні тиску збільшення його об'єму буде характеризувати залежність пружності пари від

температури. При розміщенні такого матеріалу у замкнутому середовищі з температурою понад 353 К (наприклад, у тріщину) він втрачає гранульовану структуру, перетворюючись в однорідний щільний і непроникний моноліт.

*До окремої групи матеріалів доцільно віднести матеріали з вмістом твердої фази. В якості твердої фази використовують цемент, глинопорошок, подрібнений азбест, магнетит тощо. Вміст твердої фази, як наприклад, у полімер-цементі, може досягати 85%. Отже, підбираючи частинки певної фракції забезпечують заповнення твердою фазою розколин або порожнин заданих перерізів. Реологічні параметри підсилюють природний розподіл диференційованого заповнення дисперсною фазою високопровідних розколин, які цей розподіл реалізують.*

*Практичні роботи на свердловинах, де ліквідуються міжколонні тиски без врахування конкретної характеристики шляхів, що герметизуються, їх розподілу за розмірами та відповідна їм дисперсність твердої фази не мають наукового підґрунтя, а тому ефективність їх низька.*

Варто зупинитись на методичному аспекті справи - *оцінці ефективності використання того чи іншого герметизуючого матеріалу. У багатьох наукових працях цей аспект авторами не згадується взагалі або тільки в тій мірі, що стосується оптимізації суміші та визначенні її герметизуючої здатності. При цьому визначають властивості опосередковані: початкову в'язкість, водовідстій, початок синерезису тощо, не враховуючи пряме вимірювання ефекту відновлення герметичності кріплення або окремих його елементів.*

Дослідженнями А.Булатова встановлено, що розкриття тріщин у момент руйнування тампонажного каменю досягає 0,05мм. Є.Сухін і Б.Навроцький підтвердили ці розміри тріщин в оболонці тампонажного каменю. Однак при утворенні магістральної тріщини і дії внутрішнього тиску, розкриття її досягає від 0,05 до 0,1мм, а характер тріщини – клиноподібний. Така геометрія тріщин при реальних товщинах оболонки тампонажного каменю у свердловині робить їх співрозмірною з порожнинами продуктивних пісковиків Прикарпаття. Для прикладу, пісковики з 15% цементу мають у поперечнику середній розмір від 10 до 15 мкм, а у розширеній

частині – від 35 до 50 мкм. Отже, потрібна аргументована відповідь на питання: повинна бути, чи необов'язкова дисперсна фаза у герметизуючих матеріалах?

Щоб відповісти на поставлене питання розглянемо попередньо існуючі погляди та оцінки на композицію герметизуючих матеріалів. Матеріали, тужавіючі з утворенням герметизуючої маси, що базуються на полімерах, доцільно розділити на три групи:

а) як результат хімічних реакцій виключно між компонентами суміші;

б) в результаті взаємодії матеріалу з коагулянтами зовнішнього походження, наприклад, полівалентними іонами пластової води;

в) при взаємодії з водою довільного хімічного складу.

*Перша група матеріалів є найбільш універсальною неселективною за характером тужавіння.* Вони в однаковій мірі можуть використовуватись як для обмеження поступання води при видобуванні нафти, так і для ремонтно-відновлювальних робіт на таких свердловинах. До цієї групи належать синтетичні смоли та композиції на їх основі. Серед поширених відомі матеріали на базі алкілрезорцинів, епоксидних смол, фенолоформальдегідних смол, сумарних сланцевих фенолів. Всі ці смоли розчиняються водою, тому ефективність ізоляцій води невисока, особливо при малих об'ємах матеріалу. Успішність використання ТСД-9 та ТС-10 не перевищує від 50 до 55%, а тому з метою підвищення ефективності робіт до полімерних смол додають цемент або змішують з цементним розчином полімерні смоли. До цієї ж групи матеріалів віднесено і ГТМ-3 – розчин гідрофобної алкілрезорцинової епоксифенольної смоли з отверджувачем поліетиленполіаміном. ГТМ-3 використовують в інтервалі температур від 293 до 353К. При контактуванні з водою швидко коагулює, що створює труднощі при нагнітанні у пласт.

Фірма "Халібуртон" на основі термоактивних смол запровадила двоступеневу систему ФЛОУ-ЧЕК. У свердловину спочатку нагнітають полімерний розчин, що є гелеутворюючим компонентом, а потім цементний розчин.

*Друга група герметизуючих матеріалів найбільш широко репрезентована акриловими полімерами – водними розчинами гіпана, акриламідю, поліакриламідю, які у присутності полівалентних іонів*

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

магнію, кальцію у кількості понад 20 мг/л "зшиваються", втрачаючи плинність.

*Третя група матеріалів – це матеріали, які здатні утворювати тверде тіло, гель або осад при взаємодії з водою. Характерним представником цієї групи є кремнійорганічні сполуки (КОС). Вони добре фільтруються у пласт, мають високу гідротермальну стійкість, адгезію та селективне тужавіння. В якості КОС використовують хлорсилани або кубовий залишок хлорсиланів. Висока токсичність хлорсиланів через вміст хлору до 50%, корозійна активність, некерованість процесів гідролізу хлорсиланів та труднощі при транспортуванні і зберіганні роблять ці матеріали не технологічними та екологічно небезпечними.*

Інші відомі сполуки цієї групи, зокрема ТСМ, ТСЕ, ТКС, продукт 119–4, що містять від 8 до 9% активного хлору, розтягують терміни тужавіння. Подальше зменшення вмісту хлору може взагалі його загальмувати. Для регулювання швидкості полімеризації кремнійорганічних сполук додають полярний розчинник, наприклад, ацетон та кристалогідрати металів IV –VIII груп. На цих засадах розроблені тампонажні розчини АКОР-1 і АКОР-2. АКОР-5 має подвійну кислотно-ізоляційну дію на пласт. Готують розчини АКОР-1 і АКОР-2 з розрахунку від 0,4 до 0,8м<sup>3</sup> на одну свердловин-операцію.

*Розглядаючи вміст твердої фази доцільно, перш за все, з'ясувати природу середовища, яке підлягає ізоляції герметизуючим матеріалом, по-друге – якого розміру тверді частинки необхідно додати до матеріалу та яку граничну концентрацію твердої фази у розчині слід створити для забезпечення ефективності робіт.*

Питання кольматування проникного середовища стосовно свердловинних умов при розкритті нафтогазових та водяних пластів розглядалось у працях А.Абрамса, В.Бойка, Д.Оруджева, Г.Томіра.

Допустиму концентрацію домішок при заводненні нафтових родовищ експериментально обгрунтували У.Байков, Ш.Валєєв, Н.Мінігазимов, А.Куценко, І.Мархасін, В.Перевалов, І.Редькін.

*З результатів досліджень наведених вище авторів, механізм кольматації є складним механічним процесом закриття порожнин та каналів з наступною або одночасною фізико-хімічною взаємодією кольматуючих частинок зі скелетом пласта та між собою з утворенням коагуляційних зв'язків.*



В якості критерію кольматування порожнистого середовища та розколин встановлений *геометричний симплекс*, який визначається відношенням діаметра порожнини  $d_n$  або величини розкриття тріщини  $\delta$ , до діаметра кольматуючих частинок (гранул)  $d_k$ , або діаметра гравійного фільтра до діаметра кольматуючих частинок

$$S = \frac{d_n}{d_k}, S = \frac{\delta}{d_k}, S = \frac{D_\phi}{d_k}. \quad (5.31)$$

Чисельно ці симплекси обґрунтовували виходячи з склепіння, яке утворюється біля входу в тріщину або щілину (склепеневий ефект). Згодом умови обґрунтування стали більш жорсткішими. Частинка разом із сольватною оболонкою повинна бути такого розміру, щоб могла розміститись у порожнині з найбільш вузьким перерізом.

*Отже, при  $d_n/d > 10$  дисперсні частинки вільно рухаються у порожнині.*

*При  $3 \leq d_n/d < 10$  порожнина кольматується при фільтрації суспензії.*

*При  $d_n/d < 3$  проникнення твердих частинок відсутнє. На вході розколин утворюється склепіння з дискретних частинок.*

Такі процеси були і теоретично обґрунтовані. Стосовно порожнин і розколин доведено, що глибоке проникнення забезпечується при об'ємній концентрації твердої фази не більше 0,75%. При збільшенні концентрації на вході утворюється осад, який заблоковує розколинну від подальшого заповнення. Тому, збільшуючи концентрацію твердої фази (до 0,75%), ми зменшуємо глибину проникнення частинок. Як підтверджують дослідження Є.Сергеева, найбільш дисперсні частинки затримувались у піску в більшій мірі, ніж крупні, які проникали на значну глибину. На думку автора, дрібнодисперсні частинки мають більшу поверхневу енергію і тому легше адсорбуються на поверхні піщинок на відміну від крупних, накопичення яких у порожнинах та розколинах носить виключно механічний характер.

Отже, враховуючи, що переважна більшість негерметичних свердловин ПСГ – це свердловини з негерметичними різьбами обсадних колон, з дефектами в оболонці тампонажного каменю не

визначених геометрії та розмірів, вважається за недоцільне готувати герметизуючі системи з дисперсною фазою.

У практиці відновлення герметичності елементів кріплення використовують такі методи, як догвинчування різьбових з'єднань обсадних колон, заміна обсадних труб у незцементованій частині, а також опускання і тампонування додаткової, меншого діаметра, експлуатаційної колони.

У 70-ті роки у практиці відновлення герметичності різьбових з'єднань експлуатаційної колони започатковано *метод, який базується на ковзанні рідкого поршня з спеціальної герметизуючої суміші кільцевим перерізом між експлуатаційною колоною та НКТ.* Під власною вагою герметик рухається донизу, а при відкритому затрубному просторі – вгору під дією перепаду тисків. На шляху руху герметика, якщо є дефекти в різьбі, він проникає в щілини і, полімеризуючись, ущільнює її.

Зручність методу очевидна, бо не потрібно зупиняти свердловину, виводити її з експлуатації, змінювати колекторські властивості пласта тощо. Разом з тим, розробка герметизуючих систем, що здатні проникати у найменші щілини, полімеризуватись і при цьому мати достатню адгезію та здатність збільшувати об'єм є актуальною проблемою і потребує аналітичного обґрунтування та експериментальної перевірки. Не менш важливо визначитись концептуально: які, власне, герметизуючі системи є найефективнішими, із вмістом твердої фази чи без неї?

*Стосовно герметизації міжколонного простору газових свердловин шляхом безпосереднього нагнітання системи, то цей спосіб практично не сформований і, перш за все, через відсутність певної технології та спеціального устаткування.* Використання нагнітачів цементувальних агрегатів для нагнітання герметиків у міжколонний простір не забезпечує потрібних малих об'ємних витрат. Крім того, ідею безпосереднього нагнітання герметизуючих систем у міжколонний простір у наукових колах поділяють не всі і перш за все через втрату каналу зв'язку з джерелом витоку газу, утворення нових шляхів витоку газу та грифонів.

*Запропоновані нові схеми герметизації частково знімають проблему, зокрема технічно та енергетично спрощується процес герметизації через використання природного стиснутого газу.* Однак

даний метод передбачає використання в якості індикаторної рідини сирої нафти, що створює низку проблем:

– у нафтах співвідношення ароматичних, нафтоєнових та парафієнових вуглеводнів різне;

– за ступенем дисперсності нафта може бути віднесена до колоїдних та молекулярних розчинів одночасно, однак вони мають різну проникаючу здатність у мікротріщини та щілини;

– підвищення тиску при нагнітанні таких індикаторних рідин зумовлює появу нових дефектів.

Отже, удосконалення та розробка методів на базі наукових аргументів, обґрунтування рецептури герметизуючих систем дозволить підняти рівень та підвищити ефективність ремонтно-відновлюваних робіт на свердловинах ПСГ.

### **5.7 ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО ВЛАСТИВОСТЕЙ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ**

Розмаїття геолого-технічних умов тампонування обсадних колон та їх призначенню не відповідають пропозиції цементників як щодо кількості базових в'язучих речовин, так і щодо кількості готових тампонажних матеріалів. Тому *основною методологією приведення до відповідності властивостей тампонажних матеріалів умовам використання залишається їх модифікація домішками, спеціальними технологіями, зокрема механохімічними, з використанням спеціальних технічних засобів. Тампонажні матеріали стали об'єктом управління, а проектування їх складу – спеціальною і важливою задачею.* Розв'язання таких задач виконується для окремих сховищ газу, а інколи і свердловин та окремих колон. Якісні розв'язки цих задач можна отримати використавши запропоновані нижче *розроблені та систематизовані функціональні, структурні та критеріальні вимоги до властивостей тампонажних матеріалів, що складають базис нової методології їх вибору.*

З точки зору прикладної кваліметрії тампонажний матеріал розглядається як сукупність певних його властивостей, які змінюються, і ці зміни узгоджуються зі зміною потреб від процесів тампонування до експлуатації свердловини. В більш широкому сенсі

тампонажні матеріали розглядаються з точки зору технічних та економічних можливостей їх виробництва, модифікації, а також можливості використання інтенсивних технологій в процесі приготування тампонажного розчину безпосередньо на свердловині.

Самі ж властивості тампонажного матеріалу, їх мінливість при переході від порошкоподібного стану до рідкого – в'язко-пластичного, а згодом – в каменеподібний, слід розглядати як динамічні елементи якості чи функції часу. *Отже, властивості та якість взаємообумовлені і повинні розглядатись в єдності внутрішнього і зовнішнього проявів.*

*Зовнішні властивості тампонажного матеріалу зумовлені його основним призначенням та геолого-технічними умовами і проявляються у взаємодії із зовнішнім середовищем.* При цьому характер та інтенсивність такої взаємодії визначаються станом тампонажного матеріалу. Так, іонообмінні процеси між флюїдами пластів та дисперсійним середовищем тампонажного матеріалу, а також з гірськими породами найбільш інтенсивно протікають коли тампонажний матеріал існує у вигляді суспензії, тобто в процесі тампонування свердловини та в період тужавіння.

*Внутрішні властивості слід розглядати як потенційні, що закладені в процесі виробництва самого в'язучого або при його модифікації певними домішками.* Реалізувати потенційні властивості з метою отримання більш високої якості тампонування свердловин – одна з головних задач інтенсивної технології, яка викладена нижче.

*У структурі властивостей доцільно виділити кілька рівнів: рівень, на якому тампонажний матеріал розглядають як ціле або сукупність властивостей та рівень окремого компоненту.* Самі ж компоненти розглядають на двох рівнях: макро- та мікрорівні. Так, тампонажний цемент, вода для приготування, домішки, наповнювачі розглядають на макрорівні. Клінкерні мінерали, їх гідратні фази, структура порового простору – це мікрорівень. розгляду тампонажного матеріалу. Власне, такий рівень розгляду дає змогу оцінити результати фізико-хімічних перетворень в тампонажному камені внаслідок зовнішніх та внутрішніх впливів на нього. На такому рівні розглядають результати тепlobаричного малоциклового навантаження тампонажного каменю, оцінюють якісні зміни, зокрема під впливом пластових флюїдів та їх аналогів.

Вагомою проблемою при оцінюванні якості тампонажного матеріалу є кількісний вираз. Існуючі підходи дозволяють поділити кількісний вираз якості на інтенсивну та екстенсивну частини.

*Інтенсивна частина є мірилом внутрішньої якості, а екстенсивна – зовнішньої якості.*

*Оцінка якості є серцевиною кваліметрії і вона базується на чотирьох елементах: на суб'єкті, об'єкті, базі та алгоритмі оцінки.*

В якості суб'єкта виступають окремі науковці, дослідники або їх група (лабораторія), а також особи, які приймають рішення або лобіюють його прийняття.

Об'єкт оцінювання репрезентується пробами, кількість яких визначається заданою граничною відносною похибкою, встановленою з надійністю від 0,9 до 0,95. Форму проб вибирають виходячи з необхідності виключення масштабного фактора, а також з потреби високої відтворюваності результатів випробовувань. Умови формування зразків тампонажного каменю, їх випробовування встановлюють такими, щоб максимально наблизити їх до умов свердловини, і зумовлюються методикою випробувань. Стосовно досліджень кріплення свердловин, що є багатоелементним, кожен елемент якого виконує певну функцію, запропоновано і досліджено як самостійні об'єкти, нарізне з'єднання обсадних труб, оболонка тампонажного каменю, спряжена поверхня оболонка – труба і фільтраційна кірка. В якості бази порівняння при дослідженні зразків, тампонажного матеріалу виступають числові величини параметрів згідно з ДСТУ 1581-99 і ТУ 3 9-0147001-076-92 та з відповідними критеріями.

У спеціальних дослідженнях, зокрема при дослідженнях оболонок тампонажного каменю, фільтраційних кірок, нарізних з'єднань тощо, в яких база порівняння відсутня, оцінюють результати, порівнюючи похибки, використовуючи теорію ймовірності та математичну статистику. *Існуючий алгоритм включає дві логіки оцінок: абсолютну та відносну.* Однак, враховуючи, що тампонажний матеріал, як об'єкт оцінювання, має надзвичайно неусталені властивості, логіка оцінювання має свої особливості. Тут більше приваблює визначення тенденцій зміни властивостей – часової залежності досліджуваного параметру з наступною екстраполяцією.

Важливими при розгляді якості кріплення свердловин з позицій

кваліметрії є ремонтно-відновлювані роботи як особлива форма управління якістю в повному технологічному циклі "життя" свердловини, на етапах якого формуються, як основні властивості, так і дефекти в елементах кріплення. Отже, *якість кріплення свердловини підземного сховища газу та її елементів формується поетапно, в певній послідовності: закладається при проектуванні, забезпечується виробником при виконанні робіт і реалізується впродовж експлуатації свердловин замовником робіт.* Тобто управління якістю кріплення, його герметичністю здійснюються опосередковано – через управління якістю тампонажних матеріалів, шляхом використання відповідних технологій та технічних засобів.

Такий принцип управління якістю відомий як принцип послідовного формування якості. У процесі управління якістю тампонажних матеріалів з метою досягнення нею певного рівня розв'язують два основні протиріччя. Перше – це протиріччя між необхідною якістю, яка визначає замовлення на створення тампонажного матеріалу та можливостями його виконання. Тампонажний цемент був і залишається базовим в'язучим для свердловин ПСГ. Модифікація його властивостей за допомогою певних домішок та наповнювачів залишається основним способом узгодження потреб та можливостей. Але узгодження в такий спосіб породжує інше протиріччя – протиріччя між якістю тампонажного матеріалу, як інтегративною властивістю, та внутрішньоструктурними властивостями домішок і наповнювачів. Якісний аспект цього протиріччя полягає в тому, що тампонажний матеріал з одного боку, а його компоненти з іншого – не можуть мати взаємовиключаючих властивостей. *Найбільш характерним протиріччям є протиріччя між властивостями: всі властивості одночасно покращити не можна.* Багато дослідників та науковців розробили нові тампонажні суспензії базуючись на цьому протиріччі, акцентуючи на одній-двох властивостях, на їх думку, найістотніших. На ПСГ Прикарпаття в період їх створення використано понад 30 тампонажних композицій.

Крім внутрішніх протиріч, характерних для тампонажних розчинів і каменю, між цими двома, принципово відмінними станами, виникають свої протиріччя, назовемо їх протиріччями між двома рівнями. Найбільш рельєфно це протиріччя простежується між

густиною тампонажного розчину та міцністю каменю, що утворюється при тужавінні. Зменшення густини тампонажного розчину при тампонуванні обсадних колон – об'єктивна необхідність. Чим менша густина, тим більша ймовірність успішного завершення процесу тампонування. З іншого боку, зменшуючи густину розчину ми зменшуємо і механічну міцність каменю, тобто породжуємо проблему збереження цілісності оболонки навколо обсадних колон у процесі експлуатації свердловин. Таким чином, протиріччя між двома рівнями – це протиріччя між створенням герметичного кріплення та його збереженням. Одним з компромісних вирішень проблеми створення та збереження герметичного кріплення свердловин ПСГ є підвищення деформативних властивостей каменю.

Послідовність формування технічних вимог та побудови функціональної структури вибору тампонажних матеріалів для свердловини ПСГ у вигляді блок-схеми наведено на рис. 5.8

На кожному рівні функціональної структури (по горизонталі) формуються технічні вимоги і їх, залежно від стану (порошкоподібний, суспензія чи камінь), переводять в такі характеристики тампонажного матеріалу, які дозволяють безпосередньо оцінити ступінь їх придатності до виконання заданих функцій. На основі отриманих механічних характеристик виділяють два види вимог: *функціональні та критеріальні*.

*Функціональні вимоги* виступають у вигляді обмежень і визначають межі змін вимог до функцій тампонажних матеріалів.

*Критеріальні вимоги* визначають якість виконуваних функцій як при тампонуванні обсадних колон, так і при експлуатації свердловин.

Функціональні вимоги розглядаються з двох позицій: виконавця тампонажних робіт і замовника та оцінюються трьома рівнями. *Перший – техніко-технологічний*. Цей рівень визначає вимоги до тампонажного цементу, домішок і наповнювачів та їх придатності сукупно утворювати прокачувану суспензію при заданій технології її приготування, а згодом тампонажний камінь з економною витратою свого герметизуючого ресурсу при експлуатації свердловин, зокрема в режимі ПСГ.

*Другий – виробничо-експлуатаційний*. Цей рівень вимог до тампонажних матеріалів як цілого – це відповідність умовам зберігання та приготування, а також заданим геолого-технічним

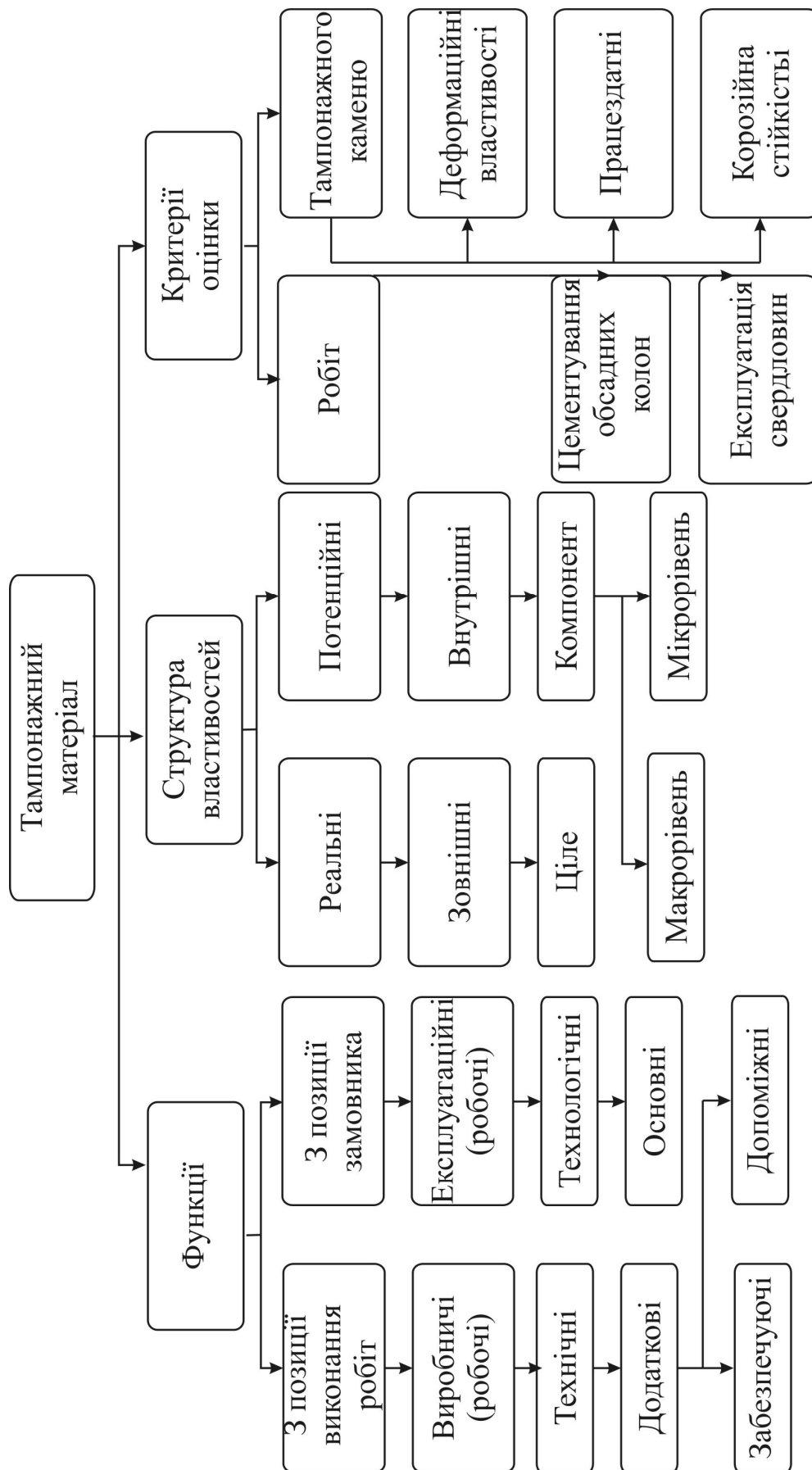


Рис.5.8 Структурна схема вибору тампонажного матеріалу.



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

умовам тампонування і експлуатації свердловин (паронагнітальні, нафтові, ПСГ тощо).

*Третій – основний та додатковий рівень.* Цей рівень формує вимоги до тампонажного матеріалу як герметизатора за колонного простору свердловини підземних сховищ, а також низку вимог додаткових: *екологічні, ергономічні, противикидні, рідиннодинамічні тощо*, які не належать до основних.

У функціональній структурі вибору тампонажних матеріалів *особлива роль належить вимірюванню і кількісній оцінці їх якості та властивостей.* Властивість, як частина якості не завжди характеризує ціле. Зокрема, властивості домішок чи наповнювачів визначають тільки тенденцією зміни властивостей по мірі функціональної необхідності. Наприклад, хлористий кальцій у кількості від 1,5 до 2% є прискорювачем тужавіння. Очевидна і тенденція зміни консистенції, термінів початку та кінця тужавіння, ранньої міцності тощо. Виходячи з викладеного, вимірювання *якості передбачає вимірювання окремих властивостей і, на їх основі, розробку більш комплексних показників – критеріїв, зокрема і робіт, пов'язаних із тампонуванням обсадних колон, відновленням герметичності кріплення, втраченої при експлуатації свердловин.* Критерії, як мірило оцінки тампонажних матеріалів, герметизуючих систем і робіт, на відміну від критеріїв подібності, можуть бути як *розмірними*, так і *безрозмірними*. Розроблені критерії вибору тампонажних матеріалів та оцінки якості технологічного процесу тампонування свердловин на основі феноменологічних уявлень про якість виконуваних функцій на методах математичної статистики та теорії ймовірності.

Функціональна структура формування технічних вимог на основі кваліметрії дає змогу розробити методологію вибору тампонажних матеріалів, технологічні основи та технічні засоби їх приготування і використання при тампонуванні обсадних колон і експлуатації свердловин (рис.5.8).

Реалізація даної методології в практику тампонування підвищить якість створення та надійність збереження герметичними елементами кріплення, скоротить кількість ремонтно-відновлювальних робіт, затрати часу, матеріалів і коштів.

## 5.8 ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Відносно новим напрямом у газовій галузі України слід вважати підземне зберігання газу. Починаючи з 1964–1965 рр. започатковуються науково-технічні та науково-технологічні дослідження, пов'язані з особливостями створення, формування і експлуатації підземних сховищ газу.

*Серед найвагоміших та найскладніших проблем при створенні та експлуатації ПСГ є проблема герметичності сховищ та їх найслабшої ланки – свердловини, а з ними – втрат газу та стану довкілля. Встановлення причин, які зумовлюють розгерметизацію елементів кріплення, вивчення механізму і кінетики таких процесів – актуальні задачі покращання якості кріплення свердловин.*

*Формування та експлуатація ПСГ є складними технологічними процесами через гідрогазодинамічну неусталеність, зумовлену чергуванням циклів нагнітання та видобування газу з великим діапазоном циклічної зміни пластового тиску, дебітів, об'ємів тощо. Так, при розробці газових покладів добові об'єми газу не перевищують 450–550 тис.м<sup>3</sup>, а в режимі підземного зберігання ця величина більша 25–30 разів. Якщо для газового покладу темп зменшення пластового тиску не перевищує 0,2–0,5 МПа/рік, то для ПСГ – від 3 до 7 МПа за 4–5 місяців та змінюється циклічно. Враховуючи ці обставини припускають, що розгерметизація елементів кріплення може відбуватися двома незалежними шляхами: через фізичне руйнування оболонки тампонажного каменю в результаті утворення тріщин або формування щілин між обсадною колоною та оболонкою тампонажного каменю в результаті її пластичного радіального деформування. Можливі і фазові перетворення у тампонажному камені, зміни у структурі порового простору, збільшення проникності тампонажного каменю.*

*Оболонка тампонажного каменю розглядається як динамічна система з постійно змінюючими фазами: твердої, рідкої і газоподібної, що квазірівномірно розподілені в об'ємі. У результаті теплофізичної дії при нагнітанні гарячого газу ці фази, змінюючи свій об'єм, у різній мірі можуть викликати деструктивні явища у тампонажному камені. Розширення тампонажного каменю за даними*

З.Рейнсдорфа в інтервалі температур від 293 К до 423 К лежить в межах від  $(11-14)10^{-6}$  до  $20 \times 10^{-6}$  м/м К, а сталева обсадна колона має коефіцієнт лінійного розширення (стискування) величиною  $13 \times 10^{-6}$  м/м К. Очевидно, що через різні величини коефіцієнтів лінійного розширення оболонка тампонажного каменю буде деформуватись більше, ніж обсадна колона, і тому як найбільш слабкий елемент у кріпленні свердловини буде руйнуватись шляхом утворення тріщин, особливо біля гирла.

Неминучі зміни у структурі тампонажного каменю, викликані розширенням іммобілізованої води у тампонажному камені. Тут справедлива залежність: чим більше вільної води у тампонажному камені, тим більше термічне розширення системи, що особливо ймовірно при нагнітанні гарячого газу. При видобуванні газу і охолодженні елементів кріплення вода у тампонажному камені стискується швидше, ніж скелет, у капілярній системі створюється розрідження, а також можлива часткова усадка оболонки. Виникає аналог теплового нагнітача, що переміщує газ або воду у вертикальному напрямі при наявності відкритої капілярної пористості або мікротріщин.

Тонко розподілений газ або повітря, які присутні в оболонці тампонажного каменю, при температурних змінах можуть змінювати свій об'єм у 100 і більше разів порівняно з оболонкою, що може зумовлювати додаткове збільшення пористості тампонажного каменю. Для порівняння нижче наведено коефіцієнти об'ємного розширення при температурі від 333 до 353К,  $\text{м}^3/\text{м}^3 \text{ К}$ :

вологе повітря..... $(4000 \div 9000) \cdot 10^{-6}$ ;

вода.....  $(520 \div 640) \cdot 10^{-6}$ ;

скелет тампонажного каменю... .. $(40 \div 60) \cdot 10^{-6}$ .

Об'ємні зміни, які виникають при надлишку води та при наявності повітря в умовах ПСГ, стають вагомими чинниками, які, руйнуючи структуру тампонажного каменю спричиняють його негерметичність.

### **5.9 ФОРМУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ У ВОДОНОСНІЙ БАГАТОПЛАСТОВІЙ СИСТЕМІ**

*Газосховище, сформоване у водоносному комплексі, являє собою штучний газовий поклад, створений у пластах, які в природних умовах заповнені водою.*

Серед умов, яким повинен відповідати пласт-колектор, найвагомішими є наступні:

- забезпечення акумулювання необхідного активного об'єму газу;
- надійне зберігання його необхідний час;
- видобування газу із заданою інтенсивністю у повному обсязі.

Ці три умови виконуються тоді, коли *пласт-колектор представлений однорідною, з достатньою пористістю і проникністю породою, витриманий по товщині і площі, екранований зверху непроникними і міцними породами, а також має таку форму, при якій газ розміщується у припокрівельній частині покладу і займає стабільний у часі об'єм.*

За даними Є.В.Левикіна, водоносний пласт вважається придатним для використання як сховище газу, якщо середня товщина складає 4–6 м, пористість–від 10 до 15%, а проникність від  $0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  до  $0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Незважаючи на певну простоту принципу зберігання газу у водоносному пласті пов'язано із затратами великих коштів і часу. Найзатратнішою зі статей кошторису є пошуково-розвідувальні роботи. Обсяг витрат досягає від 45 до 50%. Отже, у цій статті витрат приховані потенційні можливості вдосконалення методики розвідування об'єктів для зберігання газу. Недостатня інформативність про літофаційну будову сховища газу може негативно вплинути на інші статті витрат, зокрема на об'єм буферного газу та кількість експлуатаційних свердловин. Отже, удосконалення способів отримання інформації про геолого-фізичні властивості пласта є однією з вагомих проблем та складним і затратним етапом у формуванні підземних сховищ газу.

Недостатня інформація внаслідок зменшення обсягів геологорозвідувальних робіт та скорочення їх комплексу зумовить збитки за рахунок втрат газу, а детальне вивчення геологічної будови

– перевитрату коштів.

Нагнітання газу у виявлену структуру слід розпочати після буріння перших 3–5 свердловин. Дані дослідного заповнення об'єкта могли б замінити інформацію, яку отримують при проведенні геологорозвідувальних робіт та скоротити або виключити взагалі окремі етапи цих робіт. Така позиція має право на існування тому, що формування покладу газу у водоносному пласті залежить не тільки від геологічних, а й від технологічних параметрів.

*Основними геологічними чинниками, які визначають форму і розміри газового покладу, є наступні:*

- тектонічна будова об'єкта для акумулювання газу;
- літофакційна неоднорідність пласта-колектора за площею та розрізом.

*Основними технологічними чинниками, які впливають на формування штучного газового покладу, є:*

- об'єм зберігання газу;
- інтенсивність нагнітання та відбирання газу, а також температура газу на усті свердловини;
- система розміщення свердловин на об'єкті;
- схема розкриття пласта-колектора експлуатаційними свердловинами;
- величина пластового тиску та коефіцієнт його перевищення в процесі експлуатації сховища;
- характер циклічного процесу експлуатації сховища;
- спосіб заповнення пласта-колектора;
- герметичність елементів кріплення свердловин ПСГ та величина втрат газу;
- об'єми газу у техногенних покладах та способи його утилізації тощо.

### **5.10 КОНТРОЛЬ ЗА ФОРМУВАННЯМ СХОВИЩ ГАЗУ**

На всіх етапах експлуатації сховища і особливо рубіжних – кінець наповнення та кінець видобування – виникає потреба контролю за формуванням штучного покладу, змінами об'ємів газу як зберігання, так і витоків. Дані про зміни запасів газу дозволяють своєчасно вносити корективи у прийняті рішення, покращити

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

систему формування і експлуатації ПСГ. Особливої ваги набувають метод та точність підрахунків у випадку невеликих об'ємів газу, до яких належать витoki газу, що становлять одиниці або десятки мільйонів кубічних метрів.

В якості методу підрахунку запасів газу вибраний об'ємний

$$Q_{\Gamma} = S_{\Gamma} \cdot h_{\text{еф}} \cdot m \cdot k_{\Gamma} \cdot p_{\text{пл}} \cdot \alpha \cdot \theta \quad (5.32)$$

де  $S_{\Gamma}$  – площа газонасичення сховища,  $\text{м}^2$  ;

$h_{\text{еф}}$  – ефективна газонасичена товщина, м;

$m$  – коефіцієнт відкритої пористості;

$k_{\Gamma}$  – коефіцієнт газонасичення;

$p_{\text{пл}}$  – пластовий тиск, Па;

$\alpha = 1/z$  поправка на відхилення вуглеводних газів від закону Бойля-Маріотта;

$z$  – коефіцієнт надстисливості газу, визначається за формулою В. Касперовича;

$\theta$  – температурна поправка:

$$\theta = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{пл}}}$$

$T$  – абсолютна температура в пласті, К;

$t_{\text{ст}}$  – стандартна температура газу,  $t_{\text{ст}}=20$  °С;

$t_{\text{пл}}$  – пластова температура, °С.

Більша частина параметрів підрахунку запасів об'ємним методом визначається геофізичними дослідженнями свердловин (ГДС). Контури газонасичення сховища визначають за структурною картою, побудованою за покрівлею об'єкта зберігання газу відповідно до відміток газоводного контакту (ГВК) у приконтурних свердловинах та наявністю або відсутністю у них газу. За відмітку ГВК беруть підшву виділеного за даними ГДС нижнього газонасиченого інтервалу.

Враховуючи мінливість ефективної товщини пласта, коефіцієнта газонасичення та пористості площі сховища, а також геологічний

розріз, вводять *інтегральний показник* – характеристику об'єкта зберігання – добуток цих трьох величин – визначають його для кожної свердловини. Як показав досвід підрахунків об'єму газу у сховищі, пластовий тиск, враховуючи неоднорідність об'єкта зберігання, теж дуже мінливий. Тому доцільно побудувати карти ізобар для періоду закінчення наповнення сховища і видобування газу. Для зручності *визначають зведений тиск у пласті*, тобто, враховуючи надстисливість газу. У кінцевому варіанті добуток вже чотирьох величин дає нам комплексний параметр, який в межах контуру газонасичення наносять на геологічну карту. За допомогою цих карт з врахуванням площі між ізолініями –  $S_r$  і за формулою (5.32) підраховують об'єм газу. Порівнюючи вираховані у такий спосіб запаси газу з тими, що є на балансовому рахунку, можна бачити тенденцію в змінах запасів газу. Якщо вираховані запаси менші балансових, то таку тенденцію, за наявності багатопластової водонасиченої системи, можна пояснити двома причинами:

- витокami газу з об'єкта зберігання у вищерозташовані горизонти;

- наявністю перехідної зони за ступенем газонасичення, яка не фіксується методами ГДС, однак вміщає до 20–25% газу.

Доцільно додатково зупинитись на характеристиці перехідної зони. Згідно ДСТУ *перехідна зона – це зона, яка знаходиться під газовим пластом, водонасиченість у якій поступово змінюється від величин її у водонасиченій частині до величин гранично газонасиченої частини*. Розмір перехідної зони залежить від колекторських властивостей пласта та умов наповнення сховища газом. Перехідна зона може бути особливо великою у випадках поганих колекторських властивостей та при нагнітанні газу під поверхню ГВК. В останньому випадку слабогазонасиченою зоною буде зона фільтрації газу.

У практиці підрахування об'ємів газу перехідна зона оцінюється за газонасиченістю у 50% від коефіцієнта газонасичення об'єкта зберігання, розташованого понад ГВК. Для Осиповицького ПСГ у перехідній зоні коефіцієнт газонасичення приймають в межах  $k_r=0,1-0,125$ . При зменшенні пластового тиску у сховищі при видобуванні газу частина газу перехідної зони поступає в об'єкт зберігання і бере участь у видобуванні газу зі сховища. Тому об'єм

газу у перехідній зоні, особливо при невеликих її розмірах, може бути розрахований і за результатами експлуатації сховища.

Перехідні зони можуть виникати також під газовими пластами і під техногенними покладами, утвореними у вищерозташованих горизонтах.

### **ПИТАННЯ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ЗНАНЬ ТА ОБГОВОРЕННЯ**

*1. Який техногенний вплив чинять підземні сховища газу на геологічне та навколишнє середовище?*

*2. Як класифікують підземні газові сховища спеціального призначення?*

*3. Які фізично-хімічні перетворення відбуваються у тампонажному камені?*

*4. Як впливає тривале прогрівання на стійкість елементів кріплення свердловини, коли двоосьовий розтяг змінюється на одноосьовий стиск?*

*5. Які фактори впливають на збільшення ймовірностей збереження герметизуючої здатності тампонажного каменю як елемента кріплення?*

*6. Яка кінцева мета оцінки техногенних змін при підземному зберіганні газу?*

*7. Які елементи кріплення свердловини підлягають контролю?*

*8. Назвіть основні шляхи втрат газу при підземному зберіганні.*

*9. На які групи діляться підземні сховища газу за гідрогеологічними умовами?*

*10. Назвіть основні технологічні проблеми підземного зберігання газу.*

*11. Які основні методи контролю витоків та міграції газу?*

*12. Які матеріали використовують для тампонування свердловин?*

*13. Які способи тампонування свердловин?*

*14. Наведіть класифікацію параметрів розчину і тампонажного каменю.*

*15. Які критерії якості тампонажних матеріалів?*

*16. Назвіть технологічні процеси, які сприяють руйнуванню елементів кріплення свердловин та втрати ними герметичності.*



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*17. Які напрямки відновлення герметичності кріплення свердловин?*

*18. Які критерії кольматування порожнистого середовища та розколин?*

*19. Наведіть перелік зовнішніх і внутрішніх властивостей тампонажного матеріалу.*

*20. На яких елементах базується оцінка якості тампонажного матеріалу?*

*21. Які особливості експлуатації підземних сховищ газу?*

*22. Яким умовам повинен відповідати пласт-колектор?*

*23. Назвіть основні технологічні чинники, які впливають на формування штучного газового покладу.*