

8.4. ПОРУШЕННЯ ЦІЛІСНОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИН

8.4.1. ПРИЧИНИ УСКЛАДНЕНЬ

Порушення цілісності стінок свердловин — це ускладнення процесу буріння, яке спричинене дією механічних, гідравлічних, термодинамічних та фізико-хімічних факторів. Воно призводить до зміни форми стовбура свердловини внаслідок механічного руйнування гірських порід, їх пружної і пластичної деформації, розмивання, розчинення, набухання, фазового перетворення і т.п.

Залежно від зміни діаметра свердловини порушення цілісності її стінок зумовлює *розширення* (каверно- і жолобоутворення) та *звуження стовбура свердловини*.

Основні фактори, що впливають на стійкість стінок свердловини:

зміна механічних властивостей гірських порід (пружності, пластичності, міцності) і поява дефектів у їх структурі (неоднорідність, тріщинуватість, перем'ятість і т.ін);

напружений стан гірських порід у пристовбурній зоні внаслідок дії геостатичного тиску, тектонічних сил, порового тиску пластового флюїду, гідравлічного тиску бурового розчину у свердловині;

фізико-хімічні процеси взаємодії фільтрату бурового розчину з гірськими породами;

зміна характеристик гідродинамічних тисків (амплітуди і частоти) у свердловині під час виконання технологічних операцій в процесі буріння;

зміна температури у свердловині під час виконання технологічних операцій;

механічна взаємодія елементів КНБК із гірськими породами стінок свердловини;

ерозійна взаємодія бурового розчину з гірськими породами;

тривалість часу буріння.

Порушення цілісності стінок свердловин зараховують до *ускладнень деформаційного типу*, які в загальному випадку зумовлені проявом комплексу різних факторів.

Систематика ускладнень деформаційного типу була запропонована М.К. Сеїд-Рза (1972, 1991), згідно з якою можна виділити набухання, звуження, витікання, осипання, обвалювання, обрушування та жолобоутворення.

Набухання — це вид деформації гірських порід унаслідок фізико-хімічної взаємодії з рідиною. Набухання, в основному, властиве породам типу шаруватих і сильнозім'ятих глин і спостерігається переважно в період розкриття порід, коли відбувається інтенсивна фільтрація рідини в пласт.

Характерні ознаки:

затягування і посадки інструменту;

необхідність проробок;

порівняно невисока швидкість проробок;

позитивні результати проробки на певний час.

Основні причини:

підвищена фільтраційна здатність і анізотропія (пластичність, шаруватість, агрегатність та ін.) порід;

фізико-хімічна дія фільтрату бурового розчину;

високий перепад тиску між свердловиною і пластом.

Наслідки:

зменшення міцності порід;
затягування і посадки інструменту;
заклинювання долота;
недопуск обсадних колон.

Звуження — вид повзучо-пластичної деформації гірських порід, спричинений їх напруженим станом у пристовбурній зоні пласта, зменшенням міцності порід унаслідок релаксації напружень, підвищення вологості і термомеханічної втоми. Звуження спостерігаються як у глинистих, так і в піщанистих породах, особливо на початковому етапі їх розкриття.

Характерні ознаки:

затягування і посадки інструменту;
необхідність частих проробок;
позитивні результати проробки на нетривалий час;
у процесі прихвату інструмент може мати певний інтервал руху у свердловині;
можливе звільнення інструменту у разі підвищених навантажень і прокручування ротором.

Основні причини:

набухання, зволоження і зменшення міцності гірських порід;
недостатній тиск у свердловині, що призводить до повзучості і пластичних деформацій порід;

вплив змінних термогідродинамічних навантажень.

Наслідки:

заклинювання доліт і прихвату бурильного інструменту;
недопуск обсадних колон.

Витікання — вид в'язкопластичної деформації з повним порушенням рівноважного стану гірських порід у стінках свердловини. Витікання спостерігаються під час розбурювання високопластичних порід з невисокою міцністю.

Характерні ознаки:

затягування і посадки інструменту;
відсутність позитивних результатів проробки;
прихват бурильного інструменту;
повна втрата циркуляції;
утворення в свердловині суцільних пробок.

Основні причини:

високопластичні властивості гірських порід;
недостатній тиск у свердловині;
різке зменшення тиску у свердловині внаслідок поглинань або газопроявів;
зменшення реологічних властивостей порід через циклічні термогідродинамічні навантаження.

Наслідки:

складні прихвати бурильного інструменту на великій довжині;
необхідність перебурювання пробок значної довжини з можливою втратою стовбура свердловини;
зминання обсадних колон.

Осипання — крихке руйнування гірських порід у стінках свердловини з незначним підвищенням об'єму шламу, що виноситься із свердловини. Осипання, в основному, властиві слабоз'язаним, сипким і сильноагрегатним породам.

Характерні ознаки:

незначне підвищення об'єму шламу, що виноситься із свердловини;
підвищення в'язкості бурового розчину та вмісту піску в ньому;

постійні затягування і посадки інструменту під час виконання технологічних операцій;
недоходження інструменту до вибою;
схильність до сальнікоутворень;
прихвати бурильного інструменту.

Основні причини:

ерозія гірських порід у стінках свердловини;
висока швидкість циркуляції бурового розчину в затрубному просторі;
дефектність структури гірських порід, їх агрегатність і слабкий зв'язок між агрегатами;
порушення зв'язку між агрегатами внаслідок проникнення фільтрату бурового розчину на площинах їх спайності;
недостатній тиск у свердловині;
термомеханічна втома гірських порід пристовбурної зони пласта.

Наслідки:

необхідність частого регулювання параметрів бурового розчину;
утворення каверн;
можлива втрата стовбура свердловини;
прихвати бурильного інструменту;
недопуск обсадних колон.

Обвалювання — крихке руйнування гірських порід у стінках свердловини зі значним підвищенням об'єму осколкового шламу, що виноситься. Обвалювання спостерігаються під час розбурювання рихлих і зім'ятих тріщинуватих гірських порід.

Характерні ознаки:

значний винос шламу і кусків породи;
різке підвищення тиску на бурових насосах із можливою втратою циркуляції;
інтенсивне зростання в'язкості бурового розчину;
миттєве і неочікуване виникнення прихватів.

Основні причини:

недостатній тиск у свердловині або його зменшення внаслідок поглинань чи флюїдопроявів;
глибоке проникнення фільтрату бурового розчину в пласт;
термомеханічна втома;
осипання порід.

Наслідки:

погіршення якості глинистого розчину і необхідність його повної заміни;
складні прихвати бурильного інструменту, які ліквідують перебуванням нового стовбура свердловини;
недопуск обсадних колон;
утворення каверн;
можлива втрата стовбура свердловини.

Обрушування — це швидкий перебіг процесу крихкої деформації гірських порід, який характеризується несподіваністю і витисненням зі стінок свердловини великої маси породи. Обрушування спостерігаються під час розкриття різноманітних порід, за винятком високоміцних і монолітних, в умовах утворення великих каверн, крутозалягаючих пластів і т.ін.

Характерні ознаки:

швидке протікання процесу;
несподівано різке підвищення тиску з повною зупинкою циркуляції і миттєвим прихватом;
втрата стовбура свердловини до зони руйнування;
проробка в зоні обрушування не відрізняється від буріння.

Основні причини:

осипання і обвалювання стінок свердловини внаслідок утворення каверн;
різке зниження тиску в свердловині;
дія тектонічних сил, аномально високих тисків флюїду;
гірський удар.

Наслідки:

миттєвий прихват бурильного інструменту, який ліквідується перебудуванням нового стовбура;

втрата стовбура свердловини під час буріння обрушеної породи;

буріння другого стовбура свердловини супроводжують аналогічні ускладнення.

Жолобоутворення виникає в інтервалах локальних викривлень і перегинів стовбура свердловини. В цих місцях створюється сила, яка притискує інструмент до стінки свердловини (рис. 8.46) і зумовлює зрізування порід замком під час поздовжнього переміщення колони труб бурильної колони і вироблення нового стовбура при обертанні (рис. 8.46, б). Такий новий стовбур свердловини називають *жолобом*.

Жолоби утворюються в різних породах в умовах похило-скерованого буріння, викривлення стовбура свердловини, а також унаслідок тривалої дії бурильних труб на стінки свердловини в період СПО або буріння. Переважають жолобоутворення у м'яких пластичних породах (глини, мергелі і т.п.).

Характерні ознаки:

затягування і посадки інструменту;
підвищення обертального моменту на роторі,
його заклинювання, збільшення шуму ротора;
прихвати бурильного інструменту.

Основні причини: механічна взаємодія елементів бурильної колони з гірською породою в умовах викривлення стовбура свердловини.

Наслідки:

затягування і посадки;
прихвати бурильного інструменту;
недопуск обсадної колони.

Причини ускладнень деформаційного типу можуть бути інтерпретовані на основі *термодинамічного методу аналізу системи «свердловина—пласт»*.

Стан термодинамічної системи характеризується *ентропією* S , яку для складних систем визначають за принципом адитивності

$$S(U, V, N^r) = \sum_i S_i(U_i, V_i, N_i^r),$$

де U_i , V_i — відповідно внутрішня енергія та об'єм i -ї частини системи;

N_i^r — кількість частинок r -го компоненту в i -й частині системи.

Умови термодинамічної рівноваги, які впливають із другого начала термодинаміки, визначаються умовою максимуму ентропії системи. Рівновагу системи називають *стабільною*, якщо її ентропія має абсолютний (глобальний) максимум, і *метастабільною*, якщо ентропія має відносний (локальний) максимум. Метастабільний стан рівноваги термодинамічної системи може бути нестійким, тобто за певних відхилень від нього система не повертається в початковий стан рівноваги.

Необхідні умови термодинамічної рівноваги складної системи:

температури всіх частин і компонентів однакові;

хімічні потенціали кожного компонента однакові у кожній фазі;

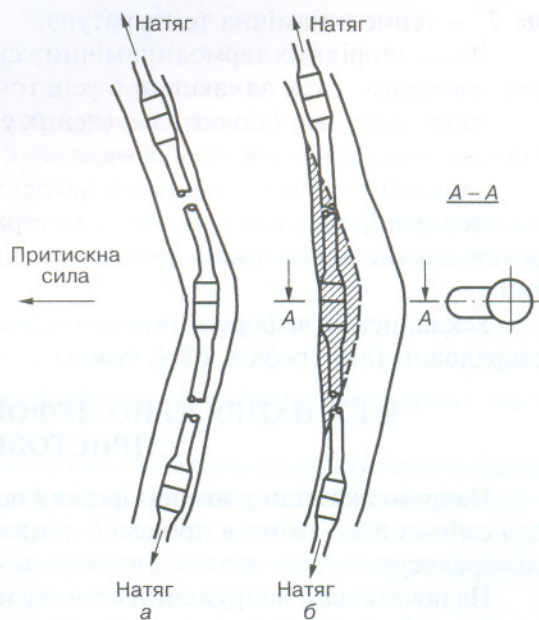


Рис. 8.46. Схема утворення жолоба:
а — початкове положення; б — кінцеве положення

якщо у системі можливі хімічні перетворення, то мають виконуватись умови хімічної рівноваги

$$\sum_j k_j \mu_j = 0,$$

де k_j — стехіометричні коефіцієнти в хімічній реакції;

μ_j — хімічний потенціал j -ї сполуки реакції.

Хімічний потенціал — це величина, яка характеризує термодинамічну рівновагу в системі відповідно до процесів, пов'язаних зі зміною числа частинок складових фізико-хімічних реакцій, фазових переходів, дифузії тощо. Формально хімічний потенціал визначається

$$\mu_i^r = -T_i \frac{\partial S_i}{\partial N_i^r},$$

де T_i — термодинамічна температура.

Для однорідних термодинамічних систем з перших двох умов впливає умова механічної рівноваги: тиск однаковий в усіх точках системи.

Якщо одна або більше з наведених умов не виконується, то система знаходиться у стані *неповної термодинамічної рівноваги*.

З позицій термодинамічного методу свердловина з оточуючими її гірськими породами і пластовими флюїдами належить до термодинамічно нерівноважних систем. Це і визначає різноманітність можливих причин виникнення ускладнень, у тому числі й деформаційного типу.

Ускладнення деформаційного типу вивчають за методами дослідження технічного стану свердловин (див. розділ 1.8.4, том 1).

8.4.2. НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН ГІРСЬКИХ ПОРІД У ПРИСТОВБУРНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА

Напружений стан у масиві гірських порід до початку буріння свердловини є визначальним для оцінки його зміни в процесі буріння з позицій виникнення ускладнень деформаційного характеру.

На початковий напружений стан масиву гірських порід впливає багато факторів, які залежно від особливостей формування цього стану в просторі та часі розділяють на дві групи:

діючі постійно і повсюди;

діючі тимчасово і локально.

До *першої групи* належать:

параметри гравітаційного поля;

фізико-механічні властивості породних масивів;

структурно-механічні особливості породних масивів;

рельєф земної поверхні;

космічні фактори.

До *другої групи* належать:

тектонічні процеси;

дія підземних і наземних вод;

виробнича діяльність людини.

Основним фактором, який формує початкове поле напружень у масиві гірських порід, є сила тяжіння (гравітації). Гравітаційну складову напружень у породному масиві визначають з допомогою методів механіки суцільних або дискретних середовищ. Точність її визначення залежить від адекватності розрахункової моделі і точності вихідної інформації.

Дію інших факторів на напружений стан можна оцінити переважно за непрямими методами лабораторних і натурних досліджень. Аналітичний метод урахування впливу факторів другої групи на напружений стан гірських порід є складним.

Початковий напружений стан масиву гірських порід характеризується компонентами тензора напружень (див. розділ 1.5.1, том 1). В.С. Войтенко виділяє такі основні розрахункові схеми для оцінки напруженого стану гірських порід:

1. *Гідростатичний напружений стан з компонентами гравітаційних напружень*

$$\sigma_{zz} = \int_0^z \rho_n g dz; \quad \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{zz};$$

$$\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0,$$

який характерний для однорідних ізотропних релаксаційних гірських порід. Тут і нижче вісь Oz спрямована до центру Землі.

2. *Негідростатичний напружений стан із компонентами гравітаційних напружень*

$$\sigma_{zz} = \int_0^z \rho_n g dz; \quad \sigma_{xx} = \lambda_x \sigma_{zz}; \quad \sigma_{yy} = \lambda_y \sigma_{zz};$$

$$\tau_{xy} = \lambda_{xy} \sigma_{zz}; \quad \tau_{xz} = \lambda_{xz} \sigma_{zz}; \quad \tau_{yz} = \lambda_{yz} \sigma_{zz},$$

який характерний для однорідних і неоднорідних, ізотропних і анізотропних, нерелаксаційних гірських порід. Тут коефіцієнти $\lambda_x, \lambda_y, \dots, \lambda_{yz}$ визначають залежно від властивостей і структурно-механічних особливостей масиву порід.

3. *Негідростатичний напружений стан з компонентами напружень від дії різних факторів*

$$\sigma_{zz} = \int_0^z \rho_n g dz + \sigma_{zz}^*; \quad \sigma_{xx} = \lambda_x \sigma_{zz} + \sigma_{xx}^*; \quad \sigma_{yy} = \lambda_y \sigma_{zz} + \sigma_{yy}^*;$$

$$\tau_{xy} = \lambda_{xy} \sigma_{zz} + \tau_{xy}^*; \quad \tau_{xz} = \lambda_{xz} \sigma_{zz} + \tau_{xz}^*; \quad \tau_{yz} = \lambda_{yz} \sigma_{zz} + \tau_{yz}^*.$$

Тут $\sigma_{xx}^*, \sigma_{yy}^*, \dots, \tau_{yz}^*$ характеризують компоненти відповідних напружень, зумовлених дією факторів другої групи.

Правильний вибір розрахункової схеми і точність оцінки початкового напруженого стану масиву порід — необхідні умови ефективного розв'язку задач визначення напружено-деформованого стану порід пристовбурної зони пласта.

Напружений стан у пристовбурній зоні пружного ізотропного пласта оцінюють за формулами С.Г. Лехніцького

$$\begin{cases} \sigma_{rr} = -\lambda p_r + (\lambda p_r - p_c) \frac{R_c^2}{r^2}; \\ \sigma_{\varphi\varphi} = -\lambda p_r - (\lambda p_r - p_c) \frac{R_c^2}{r^2}; \\ \sigma_{zz} = -p_r, \end{cases} \quad (8.122)$$

де $\sigma_{rr}, \sigma_{\varphi\varphi}$ — компоненти відповідно радіальних і тангенціальних нормальних напружень;

p_r — геостатичний тиск гірських порід;

$\lambda = \mu/(1-\mu)$ — коефіцієнт бокового розпору;

μ — коефіцієнт Пуассона;

p_c — гідростатичний тиск у свердловині;

R_c — радіус свердловини;

r — поточний радіус.

Рівняння (8.122) одержані для плоскої осесиметричної розрахункової схеми з граничними умовами:

на стінці свердловини ($r = R_c$) $\sigma_{rr} = -p_c$;

на нескінченності ($r \rightarrow \infty$) $\sigma_{rr} = \sigma_{\varphi\varphi} = -\lambda p_r$.

Остання умова еквівалентна негідростатичному початковому напруженому стану масиву гірських порід. Якщо прийняти $\lambda = 1$, то рівняння (8.122) описуватимуть гідростатичний початковий напружений стан у полі сил тяжіння.

На рис. 8.47 показано характерний розподіл нормальних напружень та їх інтенсивності $\sigma_{\text{інт}} = \sqrt{3} T$ (див. розділи 1.5.1 та 1.5.3, формули (1.38) і (1.77), том 1) у пристовбурній зоні пласта. Графіки побудовані для безрозмірних напружень $\bar{\sigma}_{rr} = \sigma_{rr}/p_r$; $\bar{\sigma}_{\phi\phi} = \sigma_{\phi\phi}/p_r$; $\bar{\sigma}_{zz} = \sigma_{zz}/p_r$; $\bar{\sigma}_{\text{інт}} = \sigma_{\text{інт}}/p_r$ та радіусу ($\bar{r} = r/R_c$) при різних значеннях безрозмірного тиску у свердловині.

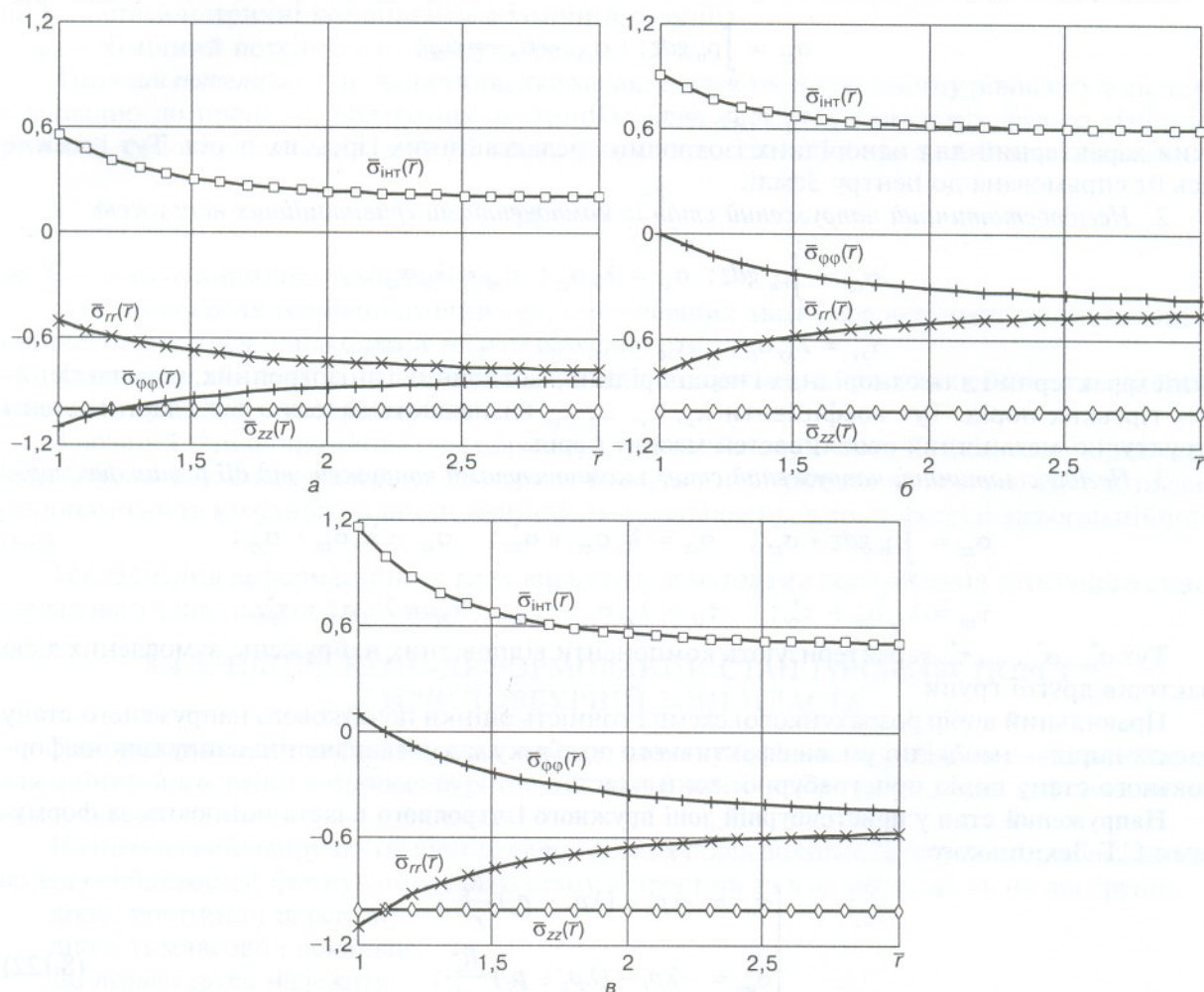


Рис. 8.47. Розподіл нормальних напружень та їх інтенсивності у пристовбурній зоні пружного ізотропного пласта:

а — $\bar{p}_c = 0,5$; б — $\bar{p}_c = 0,8$; в — $\bar{p}_c = 1,1$

Н.Р.Рабинович узагальнив рівняння С.Г.Лехніцького для випадку ефективних напружень (σ'_{rr} , $\sigma'_{\phi\phi}$, σ'_{zz}) у скелеті гірської породи пристовбурної зони:

$$\begin{aligned}\sigma'_{rr} &= -\lambda(p_r - p_n) + [\lambda(p_r - p_n) - (p_c - p_n)] \frac{R_c^2}{r^2}; \\ \sigma'_{\phi\phi} &= -\lambda(p_r - p_n) - [\lambda(p_r - p_n) - (p_c - p_n)] \frac{R_c^2}{r^2}; \\ \sigma'_{zz} &= -(p_r - p_n),\end{aligned}\quad (8.123)$$

де p_n — поровий тиск.

Ф.І. Santarelli та Е.Т. Brown виконали аналітичні дослідження напружено-деформованого стану пристовбурної зони пласта для порід із модулем пружності, залежним від геостатичного тиску

$$E = E_0 \sigma_3^\alpha,$$

де σ_3 — найменше головне напруження;

E_0, α — коефіцієнти, які визначають на основі дослідних даних для конкретного типу порід.

Показник степеня α змінюється від 0 до 1.

На основі досліджень одержано такі оригінальні результати:

1. Тангенціальні напруження $\sigma_{\varphi\varphi}$ на стінці свердловини і біля неї можуть бути значно меншими за напруження, одержані за формулами лінійної теорії пружності (див., наприклад, (8.122)).

2. Максимальне тангенціальне напруження може розвиватись у масиві гірських порід на деякій відстані від стінки свердловини. А це означає, що за певних умов тріщина може ініціюватись на відстані від стінки свердловини.

3. Деформації на стінці свердловини змінюються нелінійно залежно від геостатичного тиску і тиску в свердловині.

Напружений стан у пристовбурній зоні пружно-пластичного пласта в загальному випадку характеризується наявністю зон пластичних і пружних деформацій.

Для умови пластичності Губера—Мізеса (1.76) (див. розділ 1.5.3, том 1) розподіл напружень має вигляд:

для пластичної зони $R_c \leq r \leq R_n$

$$\begin{cases} \sigma_{rr} = -p_c - \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \ln \frac{r}{R_c}; \\ \sigma_{\varphi\varphi} = -p_c - \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \left(1 + \ln \frac{r}{R_c} \right); \\ \sigma_{zz} = -p_c - \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \left(\frac{1}{2} + \ln \frac{r}{R_c} \right), \end{cases} \quad (8.124)$$

для пружної області ($r > R_n$)

$$\begin{cases} \sigma_{rr} = -p_r + \left(p_r - p_c - \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \ln \frac{R_n}{R_c} \right) \frac{R_n^2}{r^2}; \\ \sigma_{\varphi\varphi} = -p_r - \left(p_r - p_c - \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \ln \frac{R_n}{R_c} \right) \frac{R_n^2}{r^2}; \\ \sigma_{zz} = -p_r, \end{cases} \quad (8.125)$$

де σ_T — межа пластичності гірських порід.

Радіус зони пластичної деформації визначають за формулою

$$R_n = \frac{R_c}{\sqrt{e}} \exp \left[\frac{\sqrt{3}}{2\sigma_T} (p_r - p_c) \right] \approx 0,607 R_c \exp \left[\frac{\sqrt{3}}{2\sigma_T} (p_r - p_c) \right]. \quad (8.126)$$

Рівняння (8.124)—(8.126) одержані для плоскої осесиметричної розрахункової схеми з граничними умовами:

на стінці свердловини ($r = R_c$)

$$\sigma_{rr} = -p_c;$$

на нескінченності ($r \rightarrow \infty$)

$$\sigma_{rr} = \sigma_{\varphi\varphi} = -p_r.$$

Остання умова відповідає гідростатичному початковому напруженому стану масиву гірських порід.

На рис. 8.48 показано характерний розподіл нормальних напружень та їх інтенсивності у пристовбурній зоні пласта для випадку пружно-пластичної деформації гірських

порід, який побудовано за формулами (8.124)—(8.126) для абсолютних величин безрозмірних напружень та радіуса. Наочно видно, що біля свердловини у пластичній зоні ($R_n/R_c = 13,7$) вертикальні напруження менші за геостатичні. Ця зона названа С.О. Христиановичем зоною розвантаження геостатичного тиску, межу якої визначають за формулою (8.126).

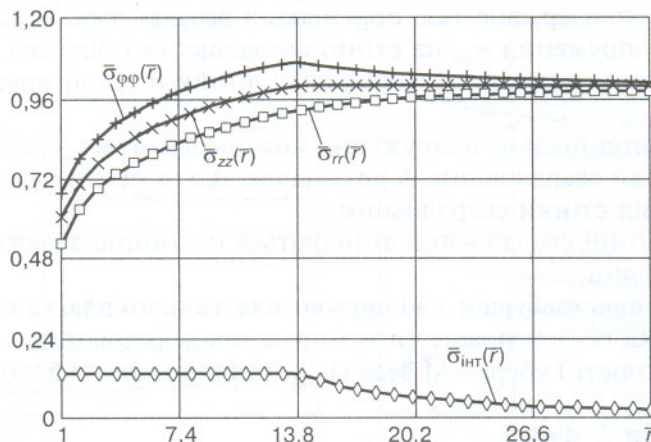


Рис. 8.48. Розподіл нормальних напружень та їх інтенсивності біля вертикальної свердловини ($p_r = 45,1$ МПа; $p_c = 23$ МПа; $\sigma_t = 6$ МПа)

Температурні напруження у пристовбурній зоні пласта виникають унаслідок різниці температур між стовбуром свердловини (буровим розчином) і масивом порід.

У процесі циркуляції між буровим розчином і масивом гірських порід відбувається теплообмін (рис. 8.49).

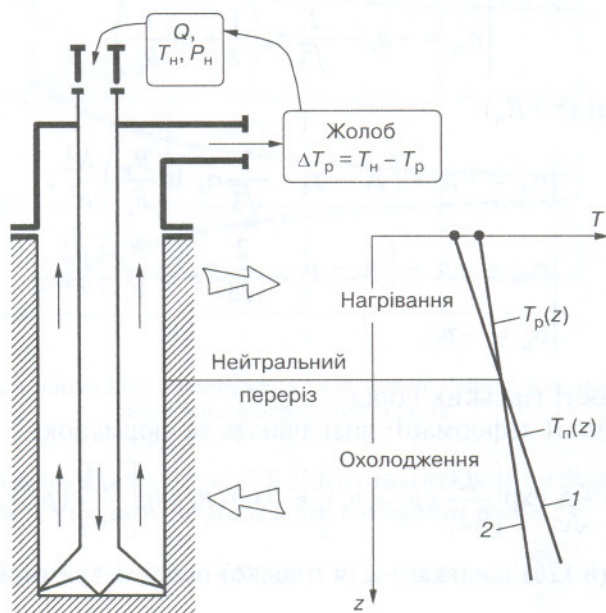


Рис. 8.49. Схема теплового балансу в процесі буріння:

1 — геостатична температура масиву порід; 2 — температура циркулюючого бурового розчину в затрубному просторі

Основні складові теплообмінного процесу такі:

1. Охолодження бурового розчину на поверхні ΔT_p у жолобній системі і системі очищення. Величина ΔT_p залежить від багатьох факторів (у тому числі і кліматичних), підлягає контролю і дорівнює декільком градусам за Цельсієм для розчинів на водній основі або трохи більше для розчинів на нафтовій основі (РНО).

2. Нагрівання бурового розчину ΔT_n унаслідок в'язкого (дисипативного) розсіювання в процесі нагнітання у свердловину. Підвищення температури можна оцінити за формулою

$$\Delta T_n = p_n / \rho c_p,$$

де p_n — тиск нагнітання;

ρ — густина бурового розчину;

c_p — питома теплоємність розчину.

3. Зміна температури

$$\Delta T_n = \frac{\pi D k_t}{\rho c_p Q} \int_L [T_n(z) - T_p(z)] dz,$$

де D — діаметр свердловини;

k_t — коефіцієнт теплообміну розчину з породою;

Q — продуктивність бурових насосів;

$T_n(z)$ — розподіл температури масиву порід із глибиною;

$T_p(z)$ — розподіл температури бурового розчину з глибиною.

Внаслідок теплообмінних процесів породи у привибійній зоні охолоджуються, а у верхніх інтервалах — нагріваються. В затрубному просторі існує нейтральний переріз, в якому температура бурового розчину і масиву порід однакова (рис. 8.49). Нейтральний переріз може бути в обсадженому або відкритому інтервалі стовбура свердловини і формально навіть нижче вибою, тобто вся свердловина нагрівається. Положення нейтрального перерізу в міру поглиблення свердловини змінюється.

Температурні напруження у пристовбурній зоні пласта оцінюють, як правило, за формулами для пружних матеріалів, одержаними для плоскої розрахункової схеми з урахуванням відповідного розподілу температури в пласті. Відомо багато формул для розрахунку температурних напружень, які різняться тими або іншими припущеннями в розрахунковій моделі.

М.К. Сеїд-Рза, Т.Г. Фараджев і Р.А. Гасанов для оцінки усталених термічних напружень рекомендують використовувати формули

$$\begin{cases} \sigma_r^T(r) = \frac{E}{1-\mu} \left[-\frac{1}{r^2} \int_{R_c}^r \alpha \Delta T r dr + \frac{r^2 - R_c^2}{r^2(R_t^2 - R_c^2)} \int_{R_c}^{R_t} \alpha \Delta T r dr \right]; \\ \sigma_{\varphi\varphi}^T(r) = \frac{E}{1-\mu} \left[\frac{1}{r^2} \int_{R_c}^r \alpha \Delta T r dr + \frac{r^2 - R_c^2}{r^2(R_t^2 - R_c^2)} \int_{R_c}^{R_t} \alpha \Delta T r dr - \alpha \Delta T \right]; \\ \sigma_{zz}^T(r) = \frac{E}{1-\mu} \left[\frac{2}{R_t^2 - R_c^2} \int_{R_c}^{R_t} \alpha \Delta T r dr - \alpha \Delta T \right], \end{cases} \quad (8.127)$$

де α — коефіцієнт термічного розширення гірської породи;

$\Delta T(r) = T(r) - T_n$ — закон зміни температури у пристовбурній зоні пласта;

$R_t = R_c + 2\sqrt{at}$ — радіус теплової дії (a — температуропровідність гірських порід; t — час теплової дії).

Ці дослідники пропонують визначати розподіл температури $T(r)$ у пласті на основі рівняння

$$T = T_n + \frac{k_t (T_n - T_p)}{\frac{\lambda}{R_c} + k_t \ln \frac{R_c}{R_t}} \ln \frac{R_t}{r};$$

$$R_c \leq r \leq R_t,$$

де λ — коефіцієнт теплопровідності гірських порід;

T_n — геостатична температура масиву гірських порід;

T_p — температура бурового розчину.

Згідно з оцінками для гірських порід середньої і високої жорсткості ($E = 4 \cdot 10^{10}$ Па; $\mu = 0,2$; $\alpha = (1 \dots 8) 10^{-7}$ 1/°C) зміна температури на 1°C еквівалентна зміні напружень на 0,4—0,5 МПа. Для більш жорстких порід (доліміти, вапняки, магматичні породи) цей еквівалент може досягати 1,0—1,2 МПа.

Вважається, що складові напружень для лінійно-пружних порід є адитивними величинами. Тому результуючі напруження у пристовбурній зоні пласта визначають підсумовуванням відповідних компонент напружень, наприклад, за формулами (8.122) і (8.127).

Оцінка деформації стовбура свердловини є важливим профілактичним заходом для розбурювання гірських порід з в'язкопластичними властивостями.

В.С. Войтенко для розрахункової схеми пружно-пластичної деформації гірських порід (8.124)—(8.126) одержав формулу для оцінки швидкості звуження стовбура свердловини

$$v_c = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_r}{\eta} R_c \left\{ \frac{1}{\sqrt{e}} \exp \left[\frac{\sqrt{3}(p_r - p_c)}{2\sigma_r} \right] - 1 \right\}, \quad (8.128)$$

де η — в'язкість гірської породи під час її випробування на одноосьовий стиск (див. розділ 1.3.1, том 1).

За результатами дослідження В.С. Войтенка, формула (8.128) задовільно узгоджується з результатами натурних спостережень за переміщенням стінок свердловин у сольових і глинистих товщах.

Зазначимо, що формула (8.128) має сенс у разі наявності зони пластичних деформацій (тобто $R_n > R_c$ або $v_c > 0$).

І.М. Іщенко та О.П. Сельващук на основі розв'язку задачі усталеної пластичнов'язкої течії шару породи з круглим отвором і врахування сил тертя на торцях одержали таку формулу для оцінки швидкості звуження стінок свердловини:

$$v_c = \frac{\sqrt{3} R_c \left(p_r - p_c - \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_r \right)}{\eta \left(1 + \frac{2k_0 R_c}{h} \right)}, \quad (8.129)$$

де k_0 — дослідний коефіцієнт пропорційності між граничним дотичним напруженням і нормальним σ , який змінюється від 0 до 0,535;

h — товщина шару породи.

Н.Р. Рабинович одержав залежності для деформацій стінок свердловини при нелінійних реологічних рівняннях гірських порід

$$\sigma_1 = k \varepsilon_1^m; \quad (8.130)$$

$$\sigma_1 = k \varepsilon_1^m / (1 + \alpha t^\beta), \quad (8.131)$$

де σ_1 , ε_1 — відповідно напруження і деформація породи;

k , m , α , β — постійні гірської породи під час її випробування у відповідних умовах;

t — час, який характеризує залежність $\sigma_1(\varepsilon_1)$ з урахуванням повзучості матеріалу (див. розділ 1.3.1, рис. 1.5,а, том 1).

Для моделі (8.130) переміщення u_c стінки свердловини визначають за формулою

$$u_c = \frac{R_c}{2} \left\{ \frac{m}{k} [\lambda(p_r - p_n) - (p_c - p_n)] \right\}^{\frac{1}{m}}, \quad (8.132)$$

а для моделі (8.131) —

$$u_c = \frac{R_c}{2} \left\{ \frac{m}{k} [\lambda(p_r - p_n) - (p_c - p_n)] (1 + \alpha t^\beta) \right\}^{\frac{1}{m}}. \quad (8.133)$$

У разі використання формул (8.132) і (8.133) параметри реологічних рівнянь (8.130) і (8.131) визначають в умовах всестороннього стиску з урахуванням температури і т. ін.

Для оцінки напружено-деформованого стану гірських порід у пристовбурній зоні пласта відомі більш складні моделі розрахунку, в тому числі й для анізотропних середовищ.

8.4.3. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ЯВИЩА У ПРОЦЕСАХ ДЕФОРМАЦІЇ ТА РУЙНУВАННЯ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Фізико-хімічна взаємодія бурового розчину з гірськими породами у пристовбурній зоні пласта приводить до зміни їх напружено-деформованого стану. Останнє зумовлене як безпосереднім впливом бурового розчину на напруження і деформацію гірської породи, так і зміненням фізико-механічних властивостей породи. В умовах свердловини ці процеси відбуваються одночасно й взаємозв'язано і в кінцевому підсумку визначають причини ускладнень деформаційного типу.

Найважливішою у цьому плані є взаємодія глинистих і глиновмісних порід з водною фазою бурового розчину, внаслідок чого переноситься волога. Механізм взаємодії глинистої породи з водою вивчено ще недостатньо повно. За Ф.Д. Овчаренком, цей механізм зумовлений проявом адсорбційних, осмотичних і капілярних явищ. Залежно від природи глини і текстури глинистої породи дія капілярних сил, напевне, обмежена часом змочування породи. Встановлено, що основну роль у міжпакетному набуханні та в утворенні гідратних шарів на зовнішніх поверхнях глинистих частинок відіграють адсорбційні сили. Глинисті породи всіх типів адсорбують воду, але смектити, особливо натрієвий монтморилоніт, завдяки рухомій кристалічній ґратці, поглинає значно більші об'єми води, ніж інші глини.

На думку G.R. Gray та H.C.H. Darley, основну роль у набуханні відіграють адсорбція (кристалічна гідратація) і осмос. Адсорбція шарів води відбувається на базальних поверхнях, як зовнішніх, так і міжшарових (у смектитів).

Відповідно до теорії полімолекулярної адсорбції Поляні, сила, що зумовлює проникнення води в породу, залежить від рівня енергетичних зв'язків, які утворюються молекулами води з мінералами. Енергія цих зв'язків визначається адсорбційним потенціалом, який є функцією відстані від поверхні адсорбенту. Максимальне значення потенціалу спостерігається на межі адсорбенту (мінералу) з адсорбатом (водою). Рівень енергії зв'язків наступних молекулярних шарів, які утворились за рахунок адсорбційних сил, буде зменшуватись у міру віддалення від поверхні розділу фаз.

Структура води, упорядкована дією активних центрів на поверхні адсорбенту, істотно змінюється, і це визначає відмінність її властивостей від властивостей структурно не порушеної води. Залежно від енергії зв'язків адсорбційну воду розділяють на сильнозв'язану (з декількома рівнями зв'язку) і слабозв'язану.

Сильнозв'язана вода добре утримується поверхнею частинок. За даними різних дослідників, її густина становить 1200—1800 кг/м³, а температура замерзання становить 251 К і нижче.

Слабозв'язана вода має нижчий енергетичний рівень зв'язків, ніж сильнозв'язана. Її властивості наближаються до властивостей вільної води.

В.С. Войтенко запропонував методику кількісної оцінки рівня зв'язку води з породою. Методика ґрунтується на визначенні рівноважної вологості глинистих порід шляхом витримання їх порошкоподібної проби в ексікаторі над розчинами солей набору Обермільера до встановлення постійної маси і за методом висушування в термостаті, а також на обчисленні за методикою М. Кутілека питомої поверхні S_0 цих глин. Параметр n рівня енергетичного зв'язку води з породою оцінюють за формулою

$$n = \frac{m}{m_m S_0},$$

де m — масова вологість породи;

$m_m = 3 \cdot 10^{-7}$ кг/м² — маса води, яка потрібна для утворення 1 м² мономолекулярного шару породи.

За експериментальними дослідженнями В.С. Войтенка, вміст води у межах $n \leq 2$ (шар Штерна) практично не впливає на міцнісні характеристики глини. Ці межі параметра n

відповідають категорії сильнозв'язаної води, яка виконує функції нібито «склеюючих» домішок. В.С. Войтенко вважає, що підвищення вмісту води цієї категорії в глинистих породах сприятиме підвищенню їхньої стійкості в середовищі бурового розчину. Для слабозв'язаної води ($2 < n \leq 6$) спостерігається різке зменшення міцнісних властивостей глинистих порід, а при $n > 6$ (вільна вода) — міцність глинистих порід практично відсутня.

Осмотичні явища зв'язані з переносом розчинника через напівпроникну перегородку, яка розділяє в загальному випадку два розчини різної концентрації, у бік більш концентрованого розчину. Напівпроникна перегородка є проникною для молекул або іонів розчинених речовин. Якщо перегородка не має такої властивості, то відбуватиметься дифузія в розчинах.

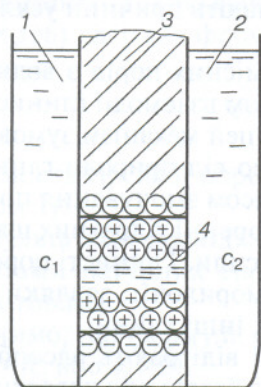


Рис. 8.50. Схема осмотичного перенесення:
1, 2 — розчини
з концентраціями c_1 та c_2 ;
3 — напівпроникна
перегородка;
4 — капіляр

Механізм осмосу можна пояснити за допомогою схеми капілярного осмосу за Б.В. Дерягіним, показаної на рис. 8.50. Вважається, що розчин 1 має вищу концентрацію, ніж розчин 2 ($c_1 > c_2$). У початковий період рівні рідин з обох боків перегородки однакові і рух рідин через капіляри відсутній. Приймається також, що радіус капілярів більший за товщину подвійного електричного шару, а капіляр заповнений розчином меншої концентрації. Вважається, що стінки капіляра заряджені негативно (як у капілярах ґрунтів і гірських порід), а в дифузійній частині подвійного електричного шару розташовані, в основному, позитивні заряди — катіони, які зрівноважують негативні заряди на стінках капіляра.

В об'ємі капіляра існує зрівноважений стан, за якого катіонний обмін між дифузною частиною подвійного електричного шару і зовнішнім розчином відсутній. В центральній зоні дифузія відбувається, як у звичайних розчинах, тобто внаслідок обміну між розчиненою речовиною і розчинником, та навпаки. Дифузія електроліту в подвійному шарі ускладнюється тим, що розчиненість води в цьому шарі, як встановлено численними дослідженнями, різко зменшується у міру наближення до стінки.

Це означає, що дифузія додаткових іонів у подвійний шар практично неможлива. При цьому вважається, що між дифузним шаром і зовнішнім розчином немає катіонного обміну, а це можливо тільки в тому разі, коли у зовнішньому шарі є ті самі катіони, що і в дифузному. Отже, з розчину 1 у подвійний шар можуть дифундувати переважно катіони, причому дифузія їх можлива тільки із заміщенням у дифузійній частині подвійного шару катіонів, які змішуються у бік розчину 2. У міру цього відбуватиметься перемішування катіонів у дифузному шарі, а вивільнені на вході в капіляр місця заміщуватимуться вільними катіонами, які надходять із розчину 1. Аніони з однойменним із стінкою капіляра зарядом відштовхуватимуться. При цьому в розчині 2 з'явиться надлишок катіонів, а в розчині 1 — аніонів, що приведе до виникнення різниці потенціалів (осмотичного потенціалу) на кінцях капіляра.

У дифузному шарі капіляра дифундують тільки катіони в напрямку зменшення концентрації, а в протилежному напрямку — нейтральні молекули води, на які осмотичний потенціал практично не впливає.

Явище перенесення молекул розчинника зумовлено *осмотичним тиском* p^0 розчину, який визначають за допомогою рівняння Вант-Гоффа

$$p^0 = icRT, \quad (8.134)$$

де i — коефіцієнт Вант-Гоффа;

c — молярна концентрація розчину;

R — універсальна газова стала;

T — термодинамічна температура.

Коефіцієнт Вант-Гоффа враховує дисоціацію (розділення) або асоціацію (об'єднання) деякої частини молекул розчиненої речовини. В першому випадку, наприклад, унаслідок дисоціації частини молекул на іони, коефіцієнт $i > 1$, а в другому — $i < 1$.

Розчини з однаковими осмотичними тисками називають *ізотонічними*, або *ізоосмотичними*.

Осмос відбувається під дією різниці осмотичних тисків $\Delta p^0 = p_1^0 - p_2^0$, де p_1^0 і p_2^0 — осмотичний тиск відповідно у свердловині і пласті. Якщо, наприклад, $p_1^0 > p_2^0$, то осмотичні тиски у свердловині й пласті вирівнюватимуться внаслідок переносу молекул розчинника із пласта в свердловину.

Якщо різниця осмотичних тисків зумовлена концентраціями розчинів, то таке явище називають *концентраційним осмосом*. Явище переносу молекул розчинника через напівпроникну перегородку може спостерігатись також за однакових концентрацій, але за різних температур. У такому разі цей процес називають *термоосмосом*.

Осмотичний тиск (8.134) відповідає *правилу адитивності*: осмотичний тиск розчину декількох солей дорівнює сумі осмотичних тисків розчинених компонентів.

У загальному випадку за наявності напівпроникної перегородки та різних осмотичних і гідравлічних тисків у системі «свердловина—пласт» умова перебігу процесу матиме вигляд $p_1^0 - p_2^0 > p_c - p_n$ при $p_1^0 > p_2^0$ і $p_2^0 - p_1^0 > p_n - p_c$ при $p_2^0 > p_1^0$. Тут вважається, що гідравлічний тиск за напівпроникною перегородкою дорівнює поровому тиску.

У разі використання бурових розчинів на водній основі функції напівпроникної перегородки може виконувати поверхня глин, через яку і відбувається перенос вологи. Глиниста порода характеризується закритою пористістю з субкапілярними (меншими за 0,2 мкм) порами і є непроникною для рідин та газів. Тому осмос у глинах при бурінні свердловин має специфічну зонну кінетику, яка зумовлює фронтальне підключення у часі нової перегородки, тобто у міру збільшення вологи в пристінній зоні і за відповідних умов до роботи підключається наступна перегородка і т.д.

У разі використання бурових розчинів на нафтовій основі функції напівпроникної перегородки виконує нафтова плівка і шар емульгатора навколо крапель води.

Осмос, як і дифузія, може підвищувати вологість у глинистих породах у випадку, коли мінералізація пластових вод вища, ніж у бурового розчину. Вологість зменшується, коли мінералізація бурового розчину вища, ніж у пластової води.

У першому випадку підвищення вологості під впливом осмосу призводить до набухання і розмокання гірських порід, зменшення їх механічної міцності і, як наслідок, до втрати стійкості стінок свердловин. Зменшення вологості, навпаки, сприяє ущільненню порід і забезпечує більш стійкий стан стінок свердловин.

Набухання — це процес збільшення об'єму і маси речовини під час взаємодії з розчинником. Збільшення об'єму глинистих порід від їхньої взаємодії з водою зумовлене позитивною розклинювальною дією гідратних шарів, утворених навколо частинок.

Гідратні шари, як доведено теоретично і експериментально, характеризуються значною товщиною, і під дією активних центрів поверхні глинистих частинок молекули води можуть бути впорядковані на відстані $3 \cdot 10^{-6}$ см від поверхні. Зі зближенням двох частинок в електроліті між ними виникають електростатичні сили відштовхування внаслідок перекривання їх подвійних шарів, а також молекулярні сили притягання. Залежно від балансу цих сил у гідратному шарі виникає або позитивний розклинювальний тиск, який перешкоджає з'єднанню частинок, або негативний тиск, що сприяє утворенню контакту між частинками.

Гідрати оболонки, які утворюються навколо глинистих частинок, чинять на них розклинювальний тиск. Гідратовані частинки внаслідок розширення збільшують об'єм системи, що призводить до набухання глини. При цьому послаблюється зчеплення між частинками глини. Її міцність зменшується, і порода розмокає. Якщо глиниста порода складається із мінералів з розсувними кристалічними ґратками (монтморилоніт, вермикуліт), то відбувається гідратція міжпакетного простору, яка зумовлює внутрішньокристалічне набухання. Оскільки в цих мінералах вклад сумарної площі основ пакетів у питому поверхню переважає (до 80%), вони набухають значно інтенсивніше мінералів із жорсткими кристалічними ґратками.

Для оцінки набухаючої здатності глин користуються показниками вологості, ступеня і тиску набухання.

Вологість ω і ступінь α набухання визначають за виразами

$$\omega = (m_n - m_0) / m_0 ;$$

$$\alpha = (V_n - V_0) / V_0 ,$$

де m_n, m_0 — відповідно набухла і початкова маси проб глини;

V_n, V_0 — відповідно набухлий і початковий об'єми проб глини.

Тиск набухання — це тиск, який взаємодіюча з водою проба глини чинить на стінки спеціальної жорсткої посудини. У разі взаємодії сухої глини з водою тиск набухання p_n складається із сумарного розклинювального p_{pk} , осмотичного p^0 і капілярного p_k тисків:

$$p_n = \pm p_{pk} \pm p^0 + p_k .$$

Капілярний p_k тиск, як зазначалось, відіграє свою роль під час змочування сухої породи водою і практично не впливає на напруження в глині. Основний внесок у тиск набухання робить розклинювальний тиск.

Набухання може бути обмеженим і необмеженим. У першому випадку α досягає граничного значення, а в другому набухання переходить у розчинення. У процесі набухання виділяють дві стадії. Перша характеризується виділенням теплоти і низьким ступенем α набухання, друга — високим ступенем набухання і незначним виділенням теплоти.

Набухання глинистих порід вивчають за допомогою спеціального устаткування (рис. 8.51): приладу К.Ф. Жигача—А.Н. Ярова (обведено штриховою лінією) і установки G.R. Gray і Н.С.Н. Darley, за допомогою якої можна вивчати набухання в умовах створення протитиску.

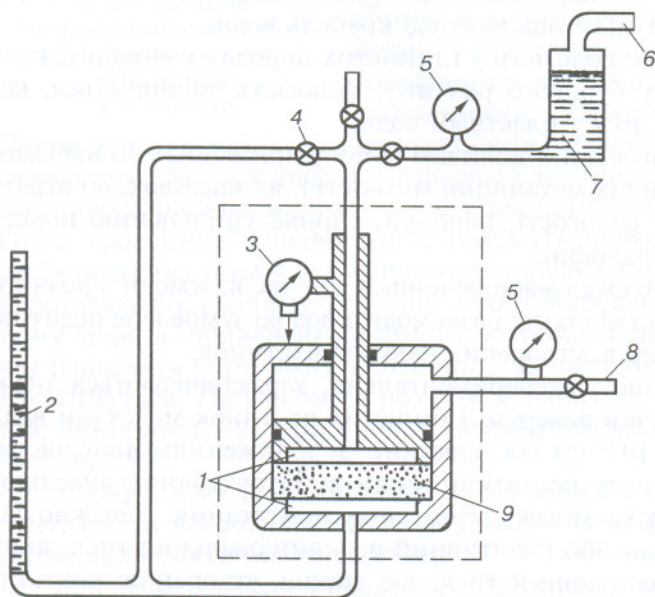


Рис. 8.51. Схема установки (приладу) для дослідження набухання глинистих порід:

- 1 — перфоровані диски; 2 — вимірювальна трубка;
- 3 — мікрометр; 4 — вентиль; 5 — манометр; 6 — джерело стиснутого газу; 7 — середовище набухання; 8 — лінія підведення середовища стиснення; 9 — зразок породи

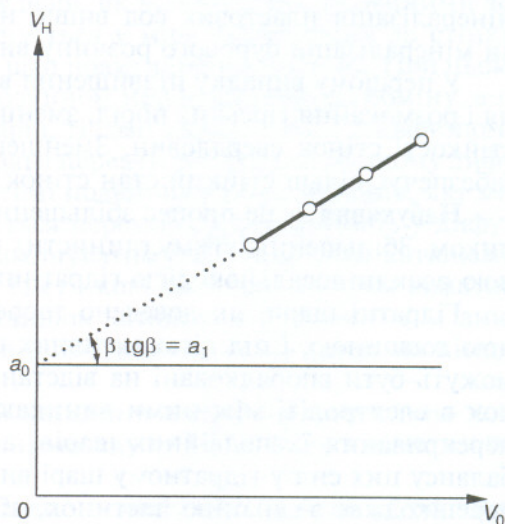


Рис. 8.52. Залежність між набухлим V_n та початковим V_0 об'ємами проби глини

Прилад К.Ф. Жигача—А.Н. Ярова складається із блока, який опускають у спеціальний резервуар з досліджуваною рідиною. Рідину підводять до зразка породи через малі отвори в дні циліндра і в поршні. За допомогою мікрометра визначають об'єм набухлої породи.

За методикою К.Ф. Жигача—А.Н. Ярова, набухання вивчають за коефіцієнтом набухання k , який є відношенням об'єму рідини, зв'язаної з пробой, до об'єму сухої породи:

$$k = \frac{\rho_r a_0}{m_r} + a_1 - 1,$$

де ρ_r — густина глини;

m_r — маса проби глини;

a_0, a_1 — параметри лінійної залежності $V_n = a_0 + a_1 V_0$ (рис. 8.52).

Параметри a_0, a_1 обчислюють шляхом обробки (аналітичної чи графічної) дослідних даних за різних початкових об'ємів проби глини.

Коефіцієнт набухання k глин у бурових розчинах і кінетику його зміни використовують для оцінки якості цих розчинів. Для цього ж можна використовувати і показник ступеня α набухання.

Установка (рис. 8.51) дає змогу визначити показник ступеня набухання, ізотерму кінетики набухання, а також ізотерму десорбції, тобто об'єм віджимання із зразка води набухання, що фіксується за рівнем рідини у вимірювальній трубці 2, в умовах створення зовнішнього нормального тиску на зразок, який вимірює манометр 5.

Відомі і складніші установки, які моделюють умови залягання гірських порід за схемою пустотілого циліндра (див. розділ 1.3.1, рис. 1.6, том 1). У колишньому Грозненському нафтовому інституті (Росія) Л.Є. Симонянц зі співробітниками створили установку, яка давала змогу вивчати деформацію стінок моделі свердловини за таких параметрів: гірський тиск p_r до 500 МПа, гідростатичний тиск p_c до 150 МПа, температура до 300 °С. Використовували зразки гірських порід діаметром 60 мм з моделлю свердловини. Деформацію стінок свердловини вивчали за змінного геостатичного тиску p_r і постійного гідростатичного — p_c , на основі чого визначали величину $p_r - p_c$, яка відповідає межі пластичності порід. Вважалось, що бурові розчини, які сприяли підвищенню межі пластичності, більш ефективні.

На величину і швидкість набухання глин впливає багато факторів, у тому числі природа і тип глин, їхня структура і текстура, середовище набухання, наявність хімічних реагентів, умови набухання та ін.

Глинисті породи в процесі набухання здатні до довільного диспергування, яке залежно від текстури може проходити більш-менш глибоко. Для однорідних, не метаморфізованих глин диспергування є достатньо глибоким. Сланцеві глинисті породи (глинисті сланці, аргіліти) доволно диспергуються за площинами напластування.

Характер залежності набухання глинистих порід у розчинах від хімічних реагентів приблизно однаковий. Хімічні реагенти, які використовують у бурінні, по-різному впливають на показники набухання глин.

За даними В.С. Войтенка, вплив обмінних катіонів на набухання і знеміцнення глин можна навести у вигляді ряду



тобто із збільшенням валентності катіонів різко прискорюється процес набухання і зменшується стійкість зразків бентоніту. За впливом на набухання і знеміцнення глин аніони солей розташовують у такому порядку:



За результатами досліджень, послідовні ряди обмінних катіонів і аніонів щодо набухання і знеміцнення глин повністю збігаються.

Проте наведені фактори *не завжди є визначальними* щодо знеміцнення глинистих порід. В.С. Войтенко на основі результатів досліджень П.А. Ребіндера та його школи запропонував такі можливі механізми знеміцнювального впливу бурового розчину на гірські породи:

зменшення рівня поверхневої енергії внаслідок адсорбції;

формування нових структурних зв'язків;

зміна тертя між частинами породи і притискними стінками тріщин.

Фільтрат розчину може проникати в породу не тільки поровими каналами, мікротріщинами і дефектами структур, а й шляхом дифузії речовини середовища в кристалічні ґратки складових її мінералів. На взаємодію глини з фільтратом розчину можуть істотно впливати її початкова вологість і насиченість. Ці параметри не характеризують процес набухання, що підтверджують дослідні дані. У зв'язку з цим В.С. Войтенко вважає, що використання тільки даних набухання може призвести до хибних висновків щодо дії бурового розчину на стійкість глинистих порід у стінках свердловини.

Загальний результат фізико-хімічної взаємодії рідини з деформованим твердим тілом полягає у зменшенні його міцності і підвищенні деформаційної здатності.

Відповідно до уявлень П.А. Ребіндера та його школи, частинки поверхні твердого тіла, розміщеного у гідрофільній рідині, притягуватимуться частинками рідини. Внаслідок цього енергія зв'язку поверхневих частинок твердого тіла зменшується і на руйнування тіла витрачається менша енергія. З додаванням до гідрофільної рідини незначної кількості ПАВ витрати енергії на руйнування тіла ще більше зменшуються. Це явище зумовлене зниженням поверхневої енергії твердого тіла внаслідок позитивної адсорбції.

Міцність твердих тіл пропорційна їх поверхневій енергії. Тому всяке зменшення поверхневої енергії твердого тіла призводить до зниження його міцності.

За характером взаємодії з твердим тілом рідини за інших рівних умов (температура, тиск, структура тіла і т.п.) поділяють на такі групи:

неактивні, тобто ті, що не впливають на властивості тіла;

фізично-активні, або *поверхнево-активні*, які змінюють властивості тіла, не вступаючи з ним в хімічну взаємодію;

хімічно-активні, або *корозійно-активні*, які змінюють властивості тіла внаслідок утворення хімічних зв'язків.

Процеси механічного руйнування гірських порід швидше відбуваються в тих рідинах, які добре їх змочують або вміщують речовини, здатні адсорбуватися на поверхнях, що утворюються через деформацію. Рідини, які не змочують породу і не вміщують адсорбівних домішок, навпаки, затруднюють її руйнування. Для міцності породи важливим є вплив поверхнево-активного середовища щодо зміни її властивостей в околі вершин дефектів типу тріщин.

Взаємодія фільтрату з породою підсилюється енергетичним збуренням. У зв'язку з цим адсорбційний вплив фільтрату бурового розчину або його інгредієнтів на механічні властивості порід істотно залежить від температури, інтенсивності й характеру зміни напруженого стану та хімічного складу, виду структурних зв'язків і питомої поверхні гірської породи. При цьому найбільший прояв ефекту знеміцнення гірської породи спостерігається тоді, коли напружений стан породи відповідає зоні пластичних деформацій і час взаємодії породи з буровим розчином є достатнім для покривання нових поверхонь адсорбційними шарами, дифузійного проникнення і структурних змін.

Експериментальні дослідження В.С. Войтенка показали, що на кінетику розчинення гірських порід рідинами істотно впливає їх напружений стан. Це зумовлено тим, що за інших рівних умов розчинність породи залежатиме від рівня енергетичного збурення кристалічних ґраток. Тому процес розчинення навантаженої породи найінтенсивніше має відбуватись у місцях найбільшого прояву ефективних напружень (тобто по структурних зв'язках) та в місцях концентраторів напружень типу тріщин.

Досліди на штучно виготовлених зразках карбонатних порід однакового складу в умовах одноосового стиску показали, що постійна швидкості їх розчинення соляною кислотою зі зміною напружень від 0 до 0,8—0,9 (щодо міцності) зростає більш ніж у 1,5 раза. Ще більш вагомим є вплив розчинності на знеміцнення гірських порід.

А.О. Васильченко запропонував **ентропоосмотичну модель фізико-хімічного механізму руйнування стінок свердловини**, в основу якої покладено гіпотезу про ентропоосмос.

Відповідно до цієї гіпотези фізичною причиною осмотичних процесів є різні ступені структурованості розчинника в об'ємах рідин, розмежованих напівпроникною мембраною.

Поняття «структури» означає сукупність стійких зв'язків структурних елементів об'єкта, які забезпечують його цілісність і тотожність самому собі, тобто збереження властивостей в умовах різних зовнішніх і внутрішніх змін. Наявність більш упорядкованої (ущільненої) структури зумовлює більшу ймовірність заповнення молекулами порожнин у структурі рідини.

Під *ентропоосмосом* розуміють здатність розчинника (води) самочинно рухатись у напрямку збільшення рівня структурної організованості (тобто проти її градієнта). Гіпотеза ентропоосмосу пояснює фізико-хімічні явища (в тому числі й аномальні) в тріщинно-поровому середовищі.

Для оцінки рівня структурної організованості розчинника можна використовувати структурно-чутливі параметри (густину, діелектричну проникність та ін.). А.О. Васильченко для визначення інгібуючих та осмотичних властивостей бурових розчинів запропонував використовувати діелектричну проникність.

Основні положення ентропоосмотичної моделі руйнування стінок свердловин:

вода в системі «буровий розчин—пласт» самочинно рухається в пори і тріщини гірських порід, де рівень структурної організованості вищий;

у пристовбурній зоні пласта відбувається самоорганізація речовин та енергії (узагальнений синергетичний принцип), що призводить до підвищення напружень;

з досягненням напруженнями межі міцності гірських порід відбувається руйнування останніх.

8.4.4. СТІЙКІСТЬ СТІНОК СВЕРДЛОВИН

Порушення стійкості стінок свердловин (тобто їх руйнування) в процесі буріння є однією із основних причин виникнення ускладнень деформаційного типу.

Методи механіки гірських порід, які використовують для оцінки стійкості стінок свердловин, характеризуються певними особливостями, які слід враховувати під час вирішення прикладних інженерних завдань.

Це, насамперед, велика *різноманітність механічних моделей гірських порід*, що потребує моделювання поведінки пружних, пружно-пластичних, в'язкопружних та інших тіл, у тому числі нелінійних та анізотропних.

Різноманітний характер навантажень, зумовлений дією гравітаційних і тектонічних сил, гідро- і термодинамічних навантажень, впливом структурних і гідрогеологічних особливостей родовища та фізико-хімічною взаємодією бурового розчину з гірською породою, ускладнює прогнозування стійкості стінок свердловин.

Інформаційна невизначеність щодо початкового напруженого стану гірських порід є вагомою перешкодою для оцінки їхньої поведінки в процесі буріння. У цьому плані важливу роль відіграють спостереження за свердловиною, що дає змогу коректувати стійкість гірських порід.

На стійкість стінок свердловин істотно впливають тектонічні порушення масиву порід. У практиці буріння відомі випадки проявів геостатичного тиску у зонах зі складною тектонікою (поблизу розривних порушень, соляних куполів, крутопадаючих пластів). В окремих інтервалах такого розрізу бокове горизонтальне напруження може значно перевищувати вертикальні, які є першопричиною руйнувань стінок свердловини. Зони розривних порушень представлені часто зім'ятими, незв'язаними породами.

При використанні методів числового моделювання напружено-деформованого стану гірських порід V. Маугу рекомендує обережний поступовий перехід, який ґрунтується на послідовній загальній оцінці ситуації, уточненні можливих механізмів, моделюванні основних механізмів з твердо встановленими фізичними законами та перевіркою результатів моделювання вимірюваннями і спостереженнями на об'єкті.

На практиці найбільш розповсюджені методи математичного моделювання для однорідних суцільних середовищ завдяки їх простоті й доступності. Разом з тим гірські породи характеризуються неоднорідностями і тріщинуватістю. Тому результати такого моделювання

слід інтерпретувати з певними обмеженнями: для практично однорідних порід (солі, крейда та ін.) та з урахуванням масштабного фактора, тобто для відповідних умов, коли неоднорідності істотно не впливають на кінцеві результати (наприклад, якщо відстань між тріщинами в гірських породах більша за діаметр свердловини на порядок і вище).

Для вивчення напружено-деформованого стану гірських порід в околі стовбура свердловини з метою забезпечення їх стійкості перспективними є методи моделювання анізотропних середовищ, у тому числі тріщинних. Деякі частинні розв'язки цієї задачі відомі (В.Т. Глушко, С.П. Гавеля, Р.С. Яремійчук, В.А. Ібрагімов, Н.Р. Рабинович та ін.). Важливість задачі з уточнення механізму руйнування стінок свердловини компенсує її складність та проблему інформаційної забезпеченості.

В інженерній практиці стійкість стінок свердловин оцінюють за відповідними критеріями міцності (див. розділ 1.5.4, том 1). Умову переходу гірської породи в стан крихкого руйнування або пластичного деформування найчастіше описують за допомогою критеріїв Губера—Мізеса (1.85), Мора (1.86), а також Е. Хюека

$$\sigma^* = a\sigma^b + c \quad (8.135)$$

та Шлейхера—Надаї (1.87)

$$\sigma_{\text{інт}}^* = f(\sigma),$$

де σ^* — граничне значення σ_r , або σ_p , або $\sigma_{\text{інт}}$ (залежно від механізму руйнування);

$\sigma = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3$ — середній або гідростатичний тиск;

a, b, c — емпіричні постійні.

Міцнісні характеристики породи, параметри a, b, c у виразі (8.135) чи вигляд функції $f(\sigma)$ визначають експериментально з урахуванням відповідних умов (температура, вологість і т. ін.).

Критерії, які відповідають умовам втрати несівної здатності породи внаслідок монотонного підвищення навантаження, називають *критеріями міцності під час короточасного навантаження*.

Для осесиметричного ізотропного пласта, напружений стан якого описують формули С.Г. Лехніцького (8.122), інтенсивність напружень є найбільшою на стінках свердловини (див. рис. 8.47). Компоненти напружень та їх інтенсивність визначають формулами

$$\begin{cases} \sigma_{rr}(R_c) = -p_c; \\ \sigma_{\varphi\varphi}(R_c) = -2\lambda p_r + p_c; \sigma_{zz}(R_c) = -p_r; \\ \sigma_{\text{інт}}(R_c) = \sqrt{(1 - 2\lambda + 4\lambda^2)p_r^2 + 3p_r^2 - 6\lambda p_r p_c}. \end{cases} \quad (8.136)$$

Із цього випливає, що тільки напруження $\sigma_{\varphi\varphi}$ може бути позитивним, тобто розтягальним (при $p_c > 2\lambda p_r$). Це означає, що в пружних крихких породах тріщини гідравлічного розриву мають бути з вертикальною орієнтацією.

Основним технологічним фактором, який визначає напружений стан гірської породи в стінках, є тиск у свердловині. На рис. 8.53 показано вплив тиску p_c/p_r на інтенсивність $\sigma_{\text{інт}}/p_r$ напружень у стінках свердловини. Мінімальна інтенсивність напружень

$$\sigma_{\text{інт}}^{\min} = (1 - \lambda) p_r$$

відповідає умові напруженого стану масиву гірських порід, тобто

$$p_c = \lambda p_r.$$

З рис. 8.53 також випливає існування таких граничних значень p_{c1}^* та p_{c2}^* , за яких при $p_{c1}^* < p_c < p_{c2}^*$ попереджується руйнування породи в стінках свердловини через деформації зсуву.

Для критерію Шлейхера—Надаї умова (1.87) (див. розділ 1.5.4, том 1) на стінці свердловини не залежить від p_c . Тоді граничні значення тиску у свердловині оцінюють за формулою

$$p_{c1,2}^* = \lambda p_r \mp \sqrt{\frac{1}{3}[(\sigma_{\text{інт}}^*)^2 - (1 - \lambda)^2 p_r^2]} \quad (8.137)$$

за умови $\sigma_{\text{інт}}^* > \sigma_{\text{інт}}^{\min} = (1 - \lambda) p_r$.

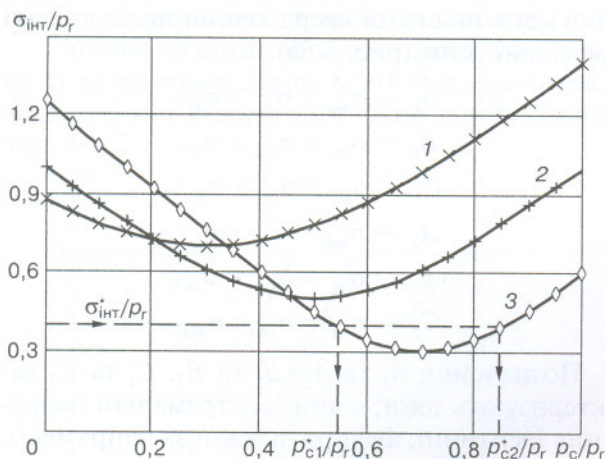


Рис. 8.53. Вплив тиску на інтенсивність напружень у стінках свердловини:
1 — $\lambda=0,3$; 2 — $\lambda=0,5$; 3 — $\lambda=0,7$

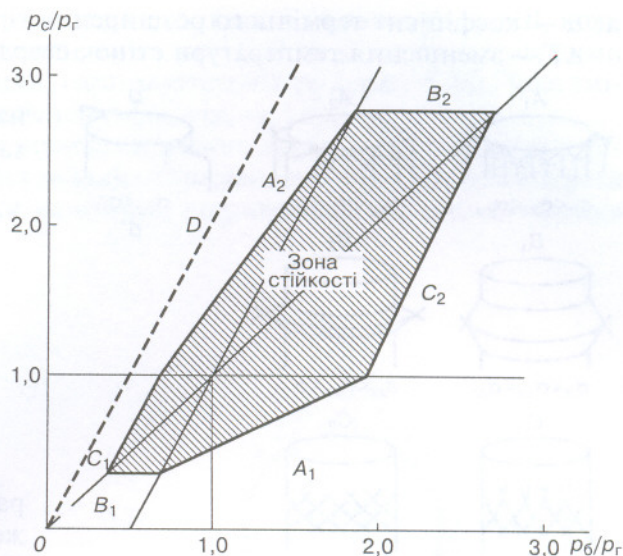


Рис. 8.54. Діаграма стійкості стінок вертикальної свердловини (за А. Guenot)

На практиці зручніше користуватись поняттям *градієнта тиску стійкості стінок свердловини* $\text{grad } p_{c1,2}$, під яким для конкретного пласта розуміють такі граничні значення градієнта тиску, які визначають зону збереження стійкості порід у цьому пласті.

При використанні критеріїв міцності на основі інтенсивності напружень (наприклад, Губера—Мізеса, Шлейхера—Надаї) величину $\text{grad } p_{c1,2}$ для пружного ізотропного пласта оцінюють за формулою

$$\text{grad } p_{c1,2}^* = \lambda \text{ grad } p_r \mp \sqrt{\frac{1}{3} [(\sigma^* / z)^2 - (1 - \lambda)^2 (\text{grad } p_r)^2]}, \quad (8.138)$$

де z — вертикальна координата пласта.

А. Guenot запропонував наочний спосіб зображення умов появи різних видів руйнувань породи в стінках свердловини з урахуванням припущення про ізотропність середовища в напрямку, перпендикулярному до осі свердловини (рис. 8.54). Діаграму стійкості будують у нормалізованих координатах: p_c/p_r та p_b/p_r , де p_b — горизонтальні ізотропні напруження. Породу вважають суцільною (непроникною), її руйнування підпорядковують критерію Мора—Кулона (1.86) (див. розділ 1.5.4, том 1), міцність визначають через параметри (зчеплення τ_{zc}^0 та коефіцієнт A внутрішнього тертя) лінійної апроксимації обвідної кругів Мора (див. розділ 1.5.4, рис. 1.22, том 1). Діаграма дає змогу оцінити стійкість стінок свердловин залежно від тиску в свердловині та інших фіксованих умов. Вісь ординат для зручності можна дати в масштабі густини бурового розчину.

Основою для побудови багатокутника стійкості є рівняння напружень у стінках свердловини вигляду (8.136), які з урахуванням термічних напружень подають у нормалізованому вигляді і для зручності зі зміненими знаками

$$\begin{cases} \bar{\sigma}_{rr} = \frac{p_c}{p_r}; \\ \bar{\sigma}_{\varphi\varphi} = 2 \frac{p_b}{p_r} - \frac{p_c}{p_r} - \frac{\alpha E \Delta T}{(1 - \mu) p_r}; \\ \bar{\sigma}_{zz} = 1 - \frac{\alpha E \Delta T}{(1 - \mu) p_r}, \end{cases} \quad (8.139)$$

де α — коефіцієнт термічного розширення гірської породи;

ΔT — зменшення температури стінок свердловини (див. вираз (8.127)).

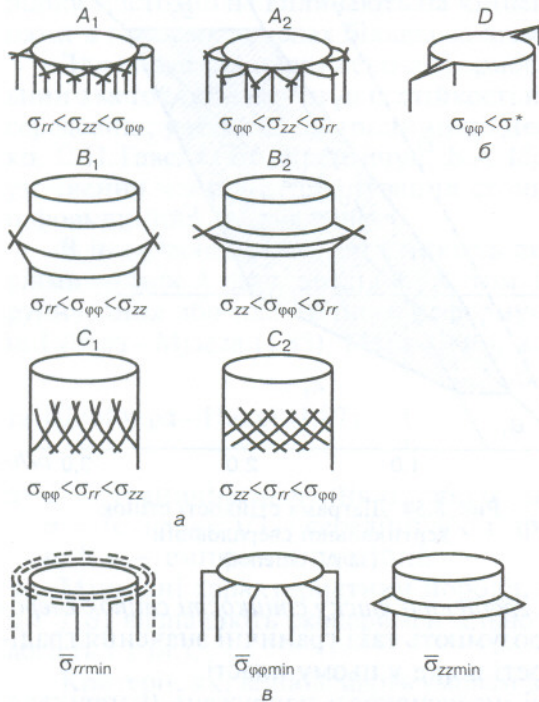


Рис. 8.55. Типи руйнувань стінок свердловин для ізотропних горизонтальних навантажень: а — зсув; б — розтягнення; в — розширення

ними агентами. Для попередження цього типу руйнувань стінок доцільно підвищувати тиск у свердловині (див. рис. 8.54).

Тип A_2 трапляється значно рідше, оскільки він характерний для високих тисків у свердловині. В цьому випадку стабілізуюча дія на стінки свердловини пов'язана зі зменшенням тиску в свердловині (див. рис. 8.54). Підвищення тиску ускладнює ситуацію і може призвести до гідророзриву порід.

Тип B_1 спостерігається за низьких тисків і для неміцних порід характеризується кільцевими руйнуваннями, які найчастіше пояснюються ерозією, хоча могли утворитись і внаслідок руйнувань типу B_1 .

У цьому разі попередження руйнувань стінок свердловини можливе внаслідок підвищення тиску в свердловині, але не завжди (рис. 8.54).

Тип B_2 може бути тільки за високих внутрішніх тисків.

Тип C_1 спостерігається за підвищених тисків у свердловині і має виявлятися на стінці у вигляді зсувів по перетинних спіралях. Відповідні руйнування для типу C_1 та аналогічні для типу C_2 слід уявляти як гелікоїди на стінках свердловини. На думку V. Maury, це дає змогу пояснити виникнення крупних ліній розривів у вигляді спіралей, що більш-менш переплітаються, на каротажних діаграмах стінок деяких свердловин.

У певних випадках руйнування типу C_1 можна попередити зниженням тиску, а типу C_2 — підвищенням тиску в свердловині (див. рис. 8.54).

Деякі типи механізмів зсувових руйнувань гірських порід у стінках свердловин підтверджені лабораторними випробуваннями, спостерігалися в шахтах, свердловинах та інших виробках. V. Maury вважає, що існування виділених типів руйнувань гірських порід уже доведено.

Залежно від співвідношення компонентів напружень на стінці свердловини виділені такі характерні зони (рис. 8.55):

$$A_1 - \sigma_{\varphi\varphi} > \sigma_{zz} > \sigma_{rr};$$

$$B_1 - \sigma_{zz} > \sigma_{\varphi\varphi} > \sigma_{rr};$$

$$C_1 - \sigma_{zz} > \sigma_{rr} > \sigma_{\varphi\varphi};$$

$$A_2 - \sigma_{\varphi\varphi} < \sigma_{zz} < \sigma_{rr};$$

$$B_2 - \sigma_{zz} < \sigma_{\varphi\varphi} < \sigma_{rr};$$

$$C_2 - \sigma_{zz} < \sigma_{rr} < \sigma_{\varphi\varphi}.$$

Позначення A_1 та A_2 , B_1 та B_2 , C_1 та C_2 характеризують зони, в яких екстремальні напруження ідентичні, але протилежні за напрямком. Це означає, що руйнування стінок свердловини мало би протікати за трьома різними механізмами A , B та C (рис. 8.55). Окремо виділено тип руйнування D унаслідок високого тиску у свердловині (див. рис. 8.54), що призводить до появи тангенціальних напружень $\sigma_{\varphi\varphi}$ розтягу і гідралічного розриву.

Тип A_1 характеризує систему спіралеподібних ліній руйнування і спостерігається в лабораторних умовах за атмосферного тиску, а також під час буріння з продувкою вибою газоподібними агентами.

Згідно з аналізом впливу порового тиску на діаграму стійкості (A. Guenot), у разі, коли поровий тиск не залежить від тиску у свердловині, межі зон *A*, *B* та *C* залишаються тими самими, змінюється лише форма багатокутника (багатокутники 1 та 2, рис. 8.56). Така зміна зумовлена нібито появою додаткового зчеплення $\Delta\tau_3^0 = -(p_r - p_n) \operatorname{tg} \varphi$.

Інший крайній випадок відповідає умові рівності порового тиску і тиску в свердловині (багатокутник 3, рис. 8.56). Реальна ситуація зв'язана з градієнтом тиску у пристовбурній зоні пласта і утворенням фільтраційної кірки на стінках свердловини, що змінює вигляд зон *A*—*C*.

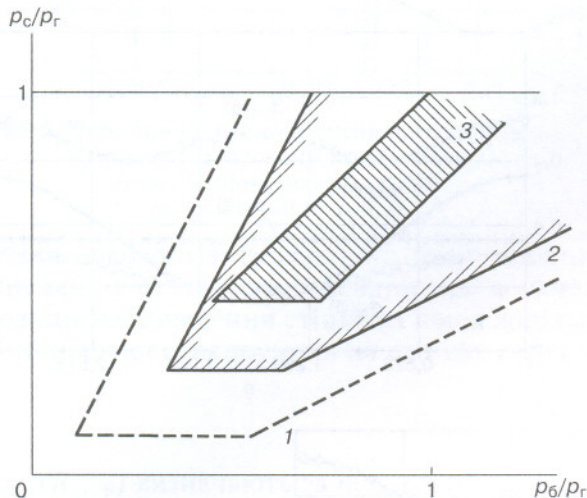


Рис. 8.56. Вплив порового тиску на діаграму стійкості стінок свердловини:

1 — для повного напруження; 2 — для ефективного напруження (поровий тиск залежить від тиску в свердловині); 3 — для ефективного напруження (поровий тиск дорівнює тиску в свердловині)

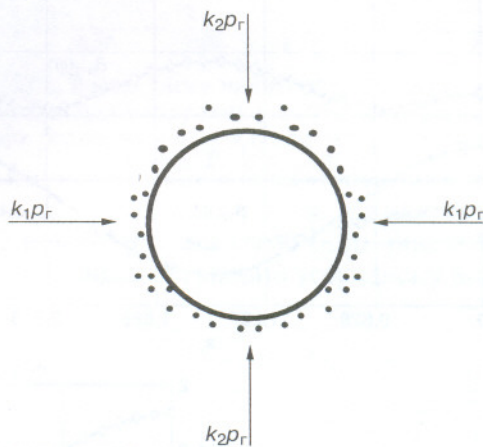


Рис. 8.57. Схема бокового анізотропного навантаження

При цьому основна проблема виникає у виборі методів аналізу і визначення порового тиску в стінці свердловини. Разом з тим можуть виявлятися ефекти інших навантажень у випадку слабопроникних порід. Наприклад, мікротріщинуватість, яка утворилася на стінці внаслідок дії довільного навантаження (гідродинамічного, температурного чи іншого), зумовлює перехід діаграми стійкості із багатокутника 2 у багатокутник 3 (рис. 8.56) і може спричинити різкі порушення міцності. Цілком імовірно, що це явище перешкоджає утворенню руйнувань зсуву типу *C* та сприяє розриву.

Виділяється ще один можливий ефект під час розбурювання слабопроникних порід (глинистих сланців), коли вибійний тиск менший за поровий. У разі незбалансованого буріння поровий тиск може бути більшим за радіальне напруження і цього буде достатньо, щоб радіальне ефективне напруження перевищувало міцність породи на розтяг. Тому можливе лускоподібне відшарування породи на стінці стовбура свердловини. Такий процес є нестійким, оскільки на утвореній новій поверхні стовбура свердловини згаданий ефект виявляється заново.

У разі *бокового анізотропного навантаження* (рис. 8.57) напружений стан на стінках вертикальної свердловини, за V. Maury, описують залежності

$$\begin{cases} \sigma_{rr}(R_c, \varphi) = -p_c; \\ \sigma_{\varphi\varphi}(R_c, \varphi) = -p_r[k_1 + k_2 - 2(k_1 - k_2) \cos 2\varphi] + p_c; \\ \sigma_{zz}(R_c, \varphi) = -p_r[1 - 2\mu(k_1 - k_2) \cos 2\varphi]; \\ \sigma_{\text{інт}}(R_c, \varphi) = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{rr} - \sigma_{\varphi\varphi})^2 + (\sigma_{rr} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{\varphi\varphi} - \sigma_{zz})^2}, \end{cases} \quad (8.140)$$

де k_1, k_2 — коефіцієнти відповідно головного і меншого горизонтального навантаження;
 φ — полярний кут, який відраховують відносно напрямку $k_1 p_r$.

Окремим випадком (8.140) при $k_1 = k_2 = \lambda$ є формули (8.136) для ізотропного бокового навантаження. На рис. 8.58, враховуючи симетрію розрахункової схеми, показано характерні залежності компонентів та інтенсивності напружень на стінках свердловини від полярного кута при $0 \leq \varphi \leq \pi$. Інтенсивність напружень за різних тисків у свердловині досягає максимального значення для кутів $\varphi = 0$ або $\varphi = \pi/2$ і, зрозуміло, при $\varphi = \pi$ або $\varphi = 3\pi/2$, які відповідають напрямкам бокових напружень (див. рис. 8.57).

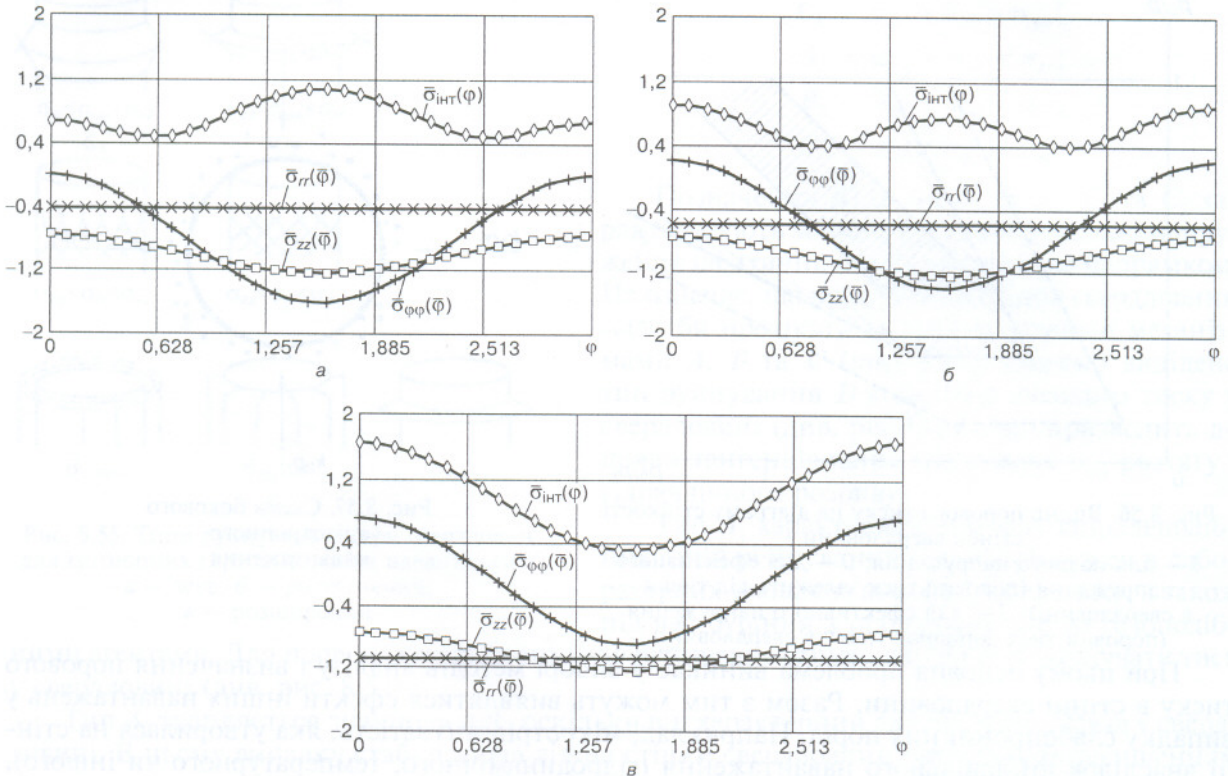


Рис. 8.58. Зміна напружень ($\bar{\sigma}_{rr}$, $\bar{\sigma}_{\varphi\varphi}$, $\bar{\sigma}_{zz}$) та їх інтенсивності $\bar{\sigma}_{\text{інт}}$ на стінках свердловини ($\mu = 0,3$; $k_1 = 0,8$; $k_2 = 0,4$):

$a - p_c/p_r = 0,4$; $b - p_c/p_r = 0,6$; $v - p_c/p_r = 1,1$

На рис. 8.59 показано вплив тиску у свердловині на інтенсивність напружень на стінках при $\varphi = 0$ та $\varphi = \pi/2$. Аналогічно ізотропному горизонтальному навантаженню на пласт (див. рис. 8.53) існує тиск у свердловині

$$p_c = \begin{cases} \frac{p_r}{2} (3k_2 - k_1) & \text{при } \varphi = 0; \\ \frac{p_r}{2} (3k_1 - k_2) & \text{при } \varphi = \pi/2, \end{cases} \quad (8.141)$$

який мінімізує максимальну інтенсивність напружень на стінках свердловини при $\varphi = 0$ та $\varphi = \pi/2$. Мінімальну інтенсивність напружень визначають за формулами

$$\sigma_{\text{інт}}^{\min} = \begin{cases} \left| 1 - \frac{1}{2} (3k_2 - k_1) - 2\mu(k_1 - k_2) \right| p_r & \text{при } \varphi = 0; \\ \left| 1 - \frac{1}{2} (3k_1 - k_2) + 2\mu(k_1 - k_2) \right| p_r & \text{при } \varphi = \pi/2. \end{cases} \quad (8.142)$$

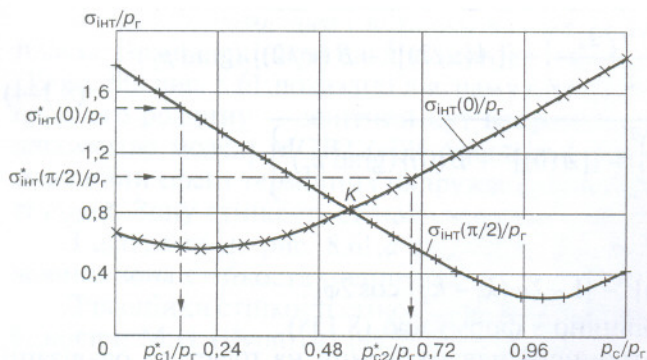


Рис. 8.59. Вплив тиску на інтенсивність напружень в стінках свердловини при боковому анізотропному навантаженні ($k_1=0,8$; $k_2=0,4$; $\mu=0,3$)

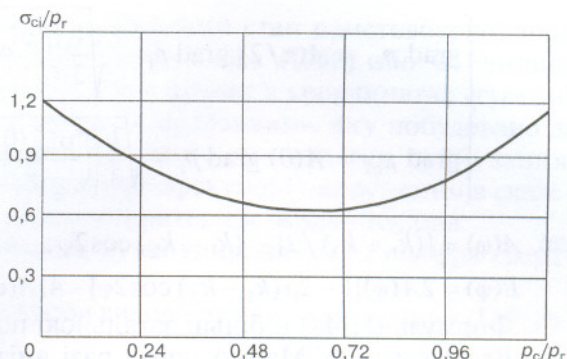


Рис. 8.60. Вплив тиску на інтегрально усереднену інтенсивність напружень у стінках свердловини при боковому анізотропному навантаженні ($k_1=0,8$; $k_2=0,4$; $\mu=0,3$)

Для бокового анізотропного навантаження на пласт вплив тиску p_c на інтенсивність напружень у стінках свердловини при $\varphi=0$ та $\varphi=\pi/2$ взаємопротилежний (див. рис. 8.59). З позицій забезпечення стійкості порід доцільно використати інтегрально усереднену оцінку інтенсивності напружень на стінках свердловини

$$\sigma_{ci} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \sigma_{\text{інт}}(R_c, \varphi) d\varphi,$$

де $\sigma_{\text{інт}}(R_c, \varphi)$ визначають за формулами (8.140).

На рис. 8.60 показано вплив тиску в свердловині на інтегрально усереднену інтенсивність напружень. У цьому випадку крива інтенсивності напружень також характеризується мінімумом. За оптимального (з умови мінімуму σ_{ci}) та близьких до нього тисків у свердловині інтенсивність напружень на стінках у напрямках $\varphi=0$ та $\varphi=\pi/2$ зменшується (див. рис. 8.58, 8.60), що сприяє попередженню ускладнень.

Особливість розподілу інтенсивності напружень у разі анізотропного навантаження пласта (див. рис. 8.58, 8.59) свідчить про можливий характер нерівномірного руйнування стінок свердловини. У 1990 р. аналіз овалізації свердловин було прийнято як один із засобів вивчення анізотропії поля напружень. Оцінка градієнта стійкості стінок свердловини у цьому випадку залежить від значення полярного кута φ . Нижче зміна кута φ обмежена напрямками бокових навантажень, тобто $\varphi=0$ та $\varphi=\pi/2$. На відміну від умови (8.138), у разі анізотропного навантаження на пласт оцінки градієнта стійкості за критеріями, що ґрунтуються на інтенсивності напружень, як правило, змістовні, якщо виконуються більш жорсткі умови

$$\sigma_{\text{інт}}^*(\varphi) \geq \sigma_{\text{інт}}^K \quad \text{при } \varphi = 0 \text{ та } \varphi = \pi/2, \quad (8.143)$$

де $\sigma_{\text{інт}}^K$ — ордината точки перетину K кривих інтенсивності напружень при $\varphi=0$ та $\varphi=\pi/2$ (див. рис. 8.59).

Тут залежність $\sigma_{\text{інт}}^*(\varphi)$ зв'язана із впливом полярного кута φ на середній геостатичний тиск на стінках свердловини

$$\sigma = -\frac{1}{3} p_r [1 + k_1 + k_2 - 2(1 + \mu)(k_1 - k_2) \cos 2\varphi].$$

Якщо граничні значення $\sigma_{\text{інт}}^*(\varphi)$ інтенсивності напружень задовольняють умовам $\sigma_{\text{інт}}^* > \sigma_{\text{інт}}^{\min}$ та $\sigma_{\text{інт}}^* < \sigma_{\text{інт}}^K$, то існують оцінки градієнта тиску стійкості лише для одного із напрямків дії бокового навантаження на пласт. Тут мінімальну інтенсивність напружень $\sigma_{\text{інт}}^{\min}$ визначають за формулами (8.142).

Для критерію Шлейхера—Надаї та виконання умови (8.143) градієнт стійкості стінок свердловини (рис. 8.58) оцінюють за формулами

$$\begin{cases} \text{grad } p_{c1} = A(\pi/2) \text{ grad } p_r - \sqrt{\frac{1}{3} \left\{ \left(\frac{\sigma_{\text{інт}}^* (\pi/2)^2}{z} \right) + \{ [A(\pi/2)]^2 + B(\pi/2) \} (\text{grad } p_r)^2 \right\}}; \\ \text{grad } p_{c2} = A(0) \text{ grad } p_r + \sqrt{\frac{1}{3} \left\{ \left(\frac{\sigma_{\text{інт}}^* (0)^2}{z} \right) + \{ [A(0)]^2 + B(0) \} (\text{grad } p_r)^2 \right\}}, \end{cases} \quad (8.144)$$

де $A(\varphi) = [(k_1 + k_2)/2] - (k_1 - k_2) \cos 2\varphi$;

$$B(\varphi) = 2A(\varphi)[1 - 2\mu(k_1 - k_2) \cos 2\varphi] - 4[A(\varphi)]^2 - [1 - 2\mu(k_1 - k_2) \cos 2\varphi]^2.$$

Формула (8.144) є більш загальною порівняно з формулою (8.138).

Вважається (V. Маугу), що у разі анізотропного навантаження на пласт до овалізації стінок свердловин призводять типи руйнувань *A* та *B*. Такий висновок підтверджують результати спостережень у лабораторних і промислових умовах.

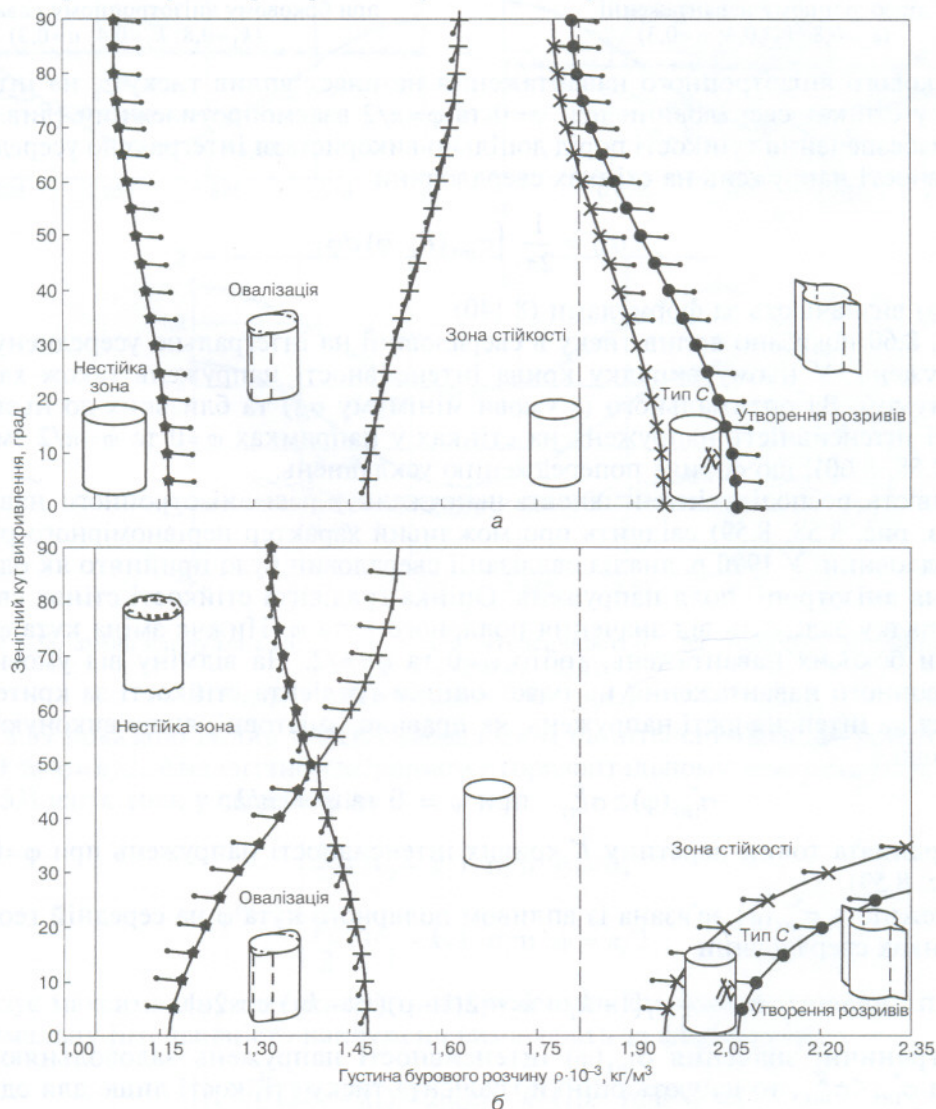


Рис. 8.61. Діаграма оцінки стійкості пласта залежно від зенітного кута і азимута викривлення свердловини при боковому анізотропному навантаженні:

a — азимут свердловини щодо головного $k_1 p_r$ горизонтального навантаження; *б* — азимут свердловини щодо меншого $k_2 p_r$ горизонтального навантаження (мергель, $p_r = 91$ МПа; $k_1 = 0,9$; $k_2 = 0,7$; $\mu = 0,2$)

Вплив анізотропного і похилого навантаження на напружений стан пристовбурної зони пласта можна оцінити за допомогою рівнянь Y. Hiramatsy—Y. Oka (1968) або С. Fairhurst (1968). На рис. 8.61 показано діаграму стійкості стінок свердловини в координатах «густина бурового розчину — zenітний кут викривлення стовбура свердловини», яку побудовано за допомогою моделі MGP2 («Elf Aquitaine»). Ця модель дає змогу оцінити тип руйнування, можливий ефект термічних напружень, вона також враховує ефективні напруження в скелеті порід. Зону стійкості стінок свердловини оцінюють за критерієм Мора—Кулона.

З діаграми на рис. 8.61,а випливає, що за більших кутів викривлення стовбура свердловини зона стійкості зменшується.

Для оцінки стійкості стінок свердловин відомі спроби використання теорії тріщин (Н.Р. Рабинович, М.Н. Шуригін, 1983).

Порушення стійкості гірських порід у стінках свердловини може спричинюватися *пластичними деформаціями*. В таких випадках оцінку градієнта тиску стійкості будують за допомогою *критеріїв пластичності*.

Г.А. Стрелець, Б.С. Філатов та ін. (1968), вивчаючи пластичну течію бішофіту в свердловинах, для оцінки градієнта тиску стійкості запропонували формулу

$$\text{grad } p_c = \lambda \text{ grad } p_r - \frac{\sigma_r}{\sqrt{3} z}. \quad (8.145)$$

Для умови пластичності Сен-Венана—Леві (1.75) (розділ 1.5.3, том 1) оцінку градієнта тиску стійкості здійснюють за формулою Г.А. Стрельця—Б.С. Філатова (1970)

$$\text{grad } p_c = \text{grad } p_r - \frac{\sigma_r}{2z}. \quad (8.146)$$

Для умови пластичності Губера—Мізеса (1.76) (розділ 1.5.3, том 1) і розподілу напружень у пристовбурній зоні пласта (8.124)—(8.126) оцінку градієнта тиску стійкості визначають за формулою

$$\text{grad } p_c = \text{grad } p_r - \frac{\sigma_r}{\sqrt{3} z}. \quad (8.147)$$

Оцінка градієнта стійкості стінок свердловин за формулою І.М. Ішенка і О.П. Сельвашука (8.129) має вигляд

$$\text{grad } p_c = \text{grad } p_r - \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_r}{z}. \quad (8.148)$$

Приклад 8.16. На основі промислових даних буріння у нижньопермських і верхньодевонських сольових відкладах, у яких зареєстрована пластична течія порід, на площах Дніпровсько-Донецької западини (за І.М. Ішенком, О.П. Сельвашуком і Л.Л. Лушковим) наведено порівняльні оцінки градієнтів стійкості стінок свердловин (табл. 8.33).

Таблиця 8.33

Оцінки градієнтів тиску стійкості стінок свердловин

Свердловина, родовище (площа)	Інтервал глибин, м	Вихідні дані			Величина $\text{grad } p_c \cdot 10^{-4}$ [Па/м] за даними буріння	Розрахункові значення $\text{grad } p_c \cdot 10^{-4}$ [Па/м] за формулами			
		$\text{grad } p_r \cdot 10^{-4}$, Па/м	σ_r , МПа	μ		(8.145)	(8.146)	(8.147)	(8.148)
631-Сомівська	2410—2480	2,16	17	0,43	1,35	1,23	1,81	1,76	1,36
632-Наталинська	3270—3600	2,24	24	0,45	1,45	1,43	1,89	1,84	1,43
4-Кобзівська	2223—2240	2,15	16	0,43	1,31	1,21	1,79	1,74	1,32
2-Старовалківська	3000—3070	2,21	24	0,43	1,33	1,21	1,81	1,75	1,30
619-Старовалківська	3190—3310	2,21	15	0,46	1,65	1,62	1,98	1,94	1,68
9-Білоусівська	2410—2430	2,16	18	0,43	1,29	1,20	1,79	1,73	1,30
1-Західномашівська	2325—2470	2,16	11	0,48	1,65	1,73	1,93	1,90	1,63
81-Машівська	2150—2550	2,16	11	0,48	1,65	1,73	1,93	1,90	1,63

Свердловина, родовище (площа)	Інтервал глибин, м	Вихідні дані			Величина $\text{grad } p_r \cdot 10^{-4}$ [Па/м] за даними буріння	Розрахункові значення $\text{grad } p_c \cdot 10^{-4}$ [Па/м] за формулами			
		$\text{grad } p_r \cdot 10^{-4}$, Па/м	σ_r , МПа	μ		(8.145)	(8.146)	(8.147)	(8.148)
209-Машівська	2131—2532	2,16	11	0,48	1,65	1,73	1,93	1,90	1,63
82-Машівська	2535—2558	2,16	11	0,48	1,65	1,73	1,93	1,90	1,63
80-Машівська	2623—2656	2,16	12	0,48	1,65	1,73	1,93	1,90	1,64
104-Меліхівська	3622	2,25	18	0,45	1,67	1,55	2,00	1,96	1,68
81-Медведівська	2270	2,10	12	0,45	1,47	1,41	1,84	1,79	1,49
9-Шевченківська	3730—3978	2,28	25	0,47	>1,39	1,64	1,96	1,91	1,53
4-Решетилівська	3253	2,21	24	0,42	1,35	1,17	1,84	1,78	1,36
54-Братешківська	4277	2,29	20	0,45	>1,57	1,60	2,06	0,02	1,75
24-Руденківська	4600	2,31	16	0,45	1,90	1,69	2,14	2,11	1,91
111-Сорочинська	5052	2,32	23	0,45	>1,57	1,64	2,09	2,06	1,79
2-Шкурупнівська	5403—5420	2,33	15	0,48	>1,86	1,99	2,19	2,17	2,01

Межу текучості і коефіцієнт Пуассона порід визначали в лабораторних умовах з урахуванням пластової температури.

За даними табл. 8.33, формули (8.146) і (8.147) дають дещо завищені результати. Кращі результати одержані за формулою (8.148) і деякою мірою за формулою (8.145).

Для гірських порід, які характеризуються в'язкими властивостями, використовують критерії, що обмежують переміщення (звуження) u_c стінок свердловини

$$u_c \leq u^*,$$

де u^* — допустиме звуження стінок свердловини.

У табл. 8.34 наведено формули для оцінки градієнта тиску стійкості стінок свердловин, складених в'язкими породами.

Таблиця 8.34

Основні формули для оцінки градієнта тиску стійкості стінок свердловин у в'язких породах

Автор, вихідна формула	Формула
В.С. Войтенко (8.127)	$\text{grad } p_c = \text{grad } p_r - \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_r}{z} \ln \left[\frac{2u^* \eta}{1,05 t^* \sigma_r R_c} + 1,65 \right]$
І.М. Іщенко, О.П. Сельващук (8.128)	$\text{grad } p_c = \text{grad } p_r - \frac{2}{\sqrt{3}} \left[\frac{u^* \eta \left(1 + \frac{2k_0 R_c}{h} \right)}{12 t^* R_c z} + \frac{\sigma_r}{z} \right]$
Н.Р. Рабинович (8.131)	$\text{grad } p_c = \lambda \text{grad}(p_r - p_n) + \text{grad } p_n - \frac{k}{zm} \left(\frac{2u^*}{R_c} \right)^m$
Н.Р. Рабинович (8.132)	$\text{grad } p_c = \lambda \text{grad}(p_r - p_n) + \text{grad } p_n - \frac{k}{zm (1 + \alpha t^{*\beta})} \left(\frac{2u^*}{R_c} \right)^m$

Примітка. t^* — час, протягом якого деформація стінок свердловини досягає допустимого значення u^* .

Приклад 8.17. Оцінимо градієнт тиску стійкості стінок свердловин для розбурювання глинистого пласта товщиною 20 м на глибині 2000 м.

Вихідні дані: градієнт геостатичного тиску $\text{grad } p_r = 2,25 \cdot 10^4$ Па/м; межа пластичності порід $\sigma_r = 13$ МПа; в'язкість порід під час їх випробування на одноосовий тиск $\eta = 5 \cdot 10^8$ МПа·с; діаметр свердловини 0,218 м; допустима величина переміщення стінок свердловини $u_c^* = 0,003$ м; необхідний час, протягом якого деформація стінок свердловини досягне допустимого значення: $t^* = 20$ діб.

Оцінку градієнта тиску стійкості побудуємо за допомогою формул В.С. Войтенка та І.М. Іщенко і О.П. Сельващука (див. табл. 8.34).

За формулою В.С. Войтенка

$$\text{grad } p_c = 2,25 \cdot 10^4 - \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{13 \cdot 10^6}{2000} \ln \left[\frac{2 \cdot 0,003 \cdot 5 \cdot 10^{14}}{1,05 \cdot 20 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 13 \cdot 10^6 \cdot 0,109} + 1,65 \right] = 1,47 \cdot 10^4 \text{ Па/м};$$

за формулою І.М. Ішенка—О.П. Сельвашука при $k_0=0,5$

$$\text{grad } p_c = 2,25 \cdot 10^4 - \frac{2}{\sqrt{3}} \left[\frac{0,003 \cdot 5 \cdot 10^{14} \left(1 - \frac{2 \cdot 0,5 \cdot 0,108}{20} \right)}{2 \cdot 20 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 0,109 \cdot 2000} + \frac{13 \cdot 10^6}{2000} \right] = 1,27 \cdot 10^4 \text{ Па/м}.$$

Мінімальна густина бурового розчину для забезпечення умови допустимого переміщення u_c^* :
за формулою В.С. Войтенка $\rho=1500 \text{ кг/м}^3$; за формулою І.М. Ішенка—О.П. Сельвашука $\rho=1300 \text{ кг/м}^3$.

Спостереження і досліди показують, що міцність гірських порід істотно залежить від часу дії зовнішніх навантажень. Здатність матеріалу під дією тривалих (у часі) навантажень виконувати свою несівну здатність характеризують показником *довготривалої міцності* або *довговічності*.

Згідно з експериментами довготривала міцність матеріалу може бути значно меншою за міцність, одержану в умовах короточасного випробування. Так, довготривала міцність слабих і пластичних порід становить 50—70, а середніх порід 70—90% від показника міцності в умовах короточасного випробування.

Механізм втрати міцності гірських порід під час довготривалої дії навантажень зумовлений накопиченням деформацій, порушенням структури породи з утворенням і розвитком мікротріщин за циклічної дії навантажень, фізико-хімічним впливом середовища та іншими факторами. Вважається, що руйнування стінок свердловин може спричинюватися *втомлюю породи*, тобто поступовим накопиченням пошкоджень в умовах дії змінних гідродинамічних і термічних навантажень.

У стендових умовах втомлювання гірських порід вивчали М.С. Тимофеев, Р.Б. Вугін і Р.С. Яремійчук (1972). Досліди проводили на зразках гірських порід з моделюванням геостатичного й гідростатичного тисків у широкому діапазоні значень. Програма досліджень передбачала визначення статичної міцності порід.

У результаті експериментальних робіт була підтверджена можливість втомлювання порід у стінках свердловини в умовах циклічних змін тиску (моделювання СПО) і температурного режиму (моделювання промивання) в свердловині.

Досліди показали, що для відповідних порід та умов (гідростатичний та геостатичний тиски) існує мінімальна амплітуда гідродинамічного тиску, яка може спричинити їх втомлювання. На рис. 8.62 криві 2—5 ілюструють початок втомлювання стінок свердловини (кількість циклів N навантажень) за фіксованих геостатичного p_r і амплітудного p_a

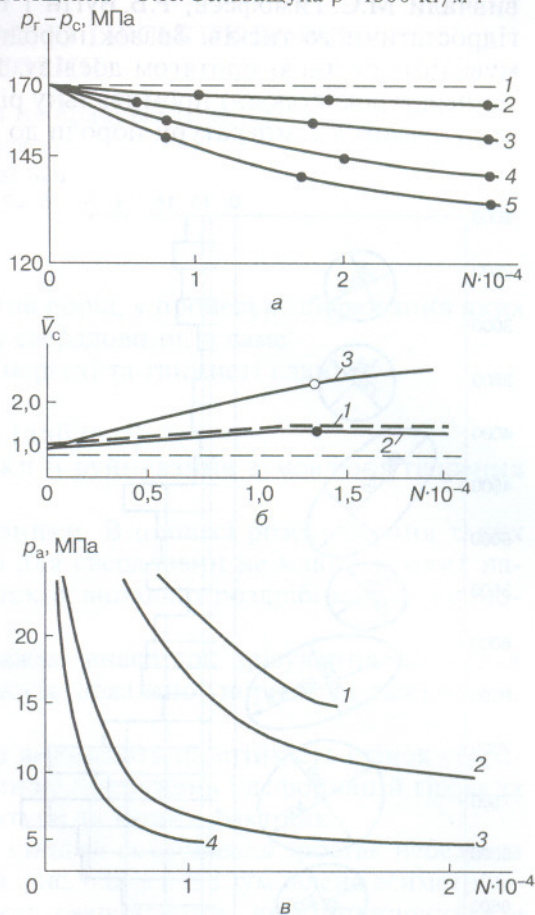


Рис. 8.62. Результати стендових досліджень втомлювання гірських порід:
а — криві, які характеризують початок втомлювання вапняку: 1 — статична міцність; 2 — $p_a=5 \text{ МПа}$; 3 — $p_a=10 \text{ МПа}$; 4 — $p_a=15 \text{ МПа}$; 5 — $p_a=20 \text{ МПа}$;
б — залежність відносного об'єму свердловини від гідродинамічних і гідростатичних навантажень (граніт): 1 — статичне навантаження; 2 — циклічне навантаження при $p_r=400 \text{ МПа}$; $p_c=100 \text{ МПа}$; $p_a=5 \text{ МПа}$; 3 — те саме при $p_r=400 \text{ МПа}$; $p_c=100 \text{ МПа}$; $p_a=25 \text{ МПа}$;
в — залежність амплітуди p_a гідродинамічного тиску від N циклів навантажень на початок руйнування вапняку: 1 — $p_r-p_c=150 \text{ МПа}$; 2 — $p_r-p_c=155 \text{ МПа}$; 3 — $p_r-p_c=165 \text{ МПа}$

тисків залежно від тиску p_c у свердловині. Характерні залежності амплітудних p_a тисків від кількості циклів N , що відповідають початку втомного руйнування за фіксованих тисків p_t та p_c , показані на рис. 8.62, в.

Установлено, що під час втомного руйнування стінок свердловини із збільшенням кількості циклів N навантажень об'єм зруйнованої породи збільшується і значно (кратно) перевищує об'єм породи в умовах статичного руйнування (рис. 8.62, б). Найбільш характерним при втомному руйнуванні гірських порід є утворення вертикальних тріщин, паралельних осі свердловини.

Вплив термічних навантажень на можливість втомного руйнування стінок свердловини вивчали М.С. Тимофеев, Р.Б. Вугін і Р.С. Яремійчук в умовах фіксованих геостатичного і гідростатичного тисків. Зразок породи нагрівали до температури 150–200 °С, яку підтримували постійною протягом досліду. Потім насосом закачували охолоджену (порівняно з температурою породи) промивальну рідину протягом 3 хв. Такі досліди повторювали після вирівнювання температури породи до початкового значення.

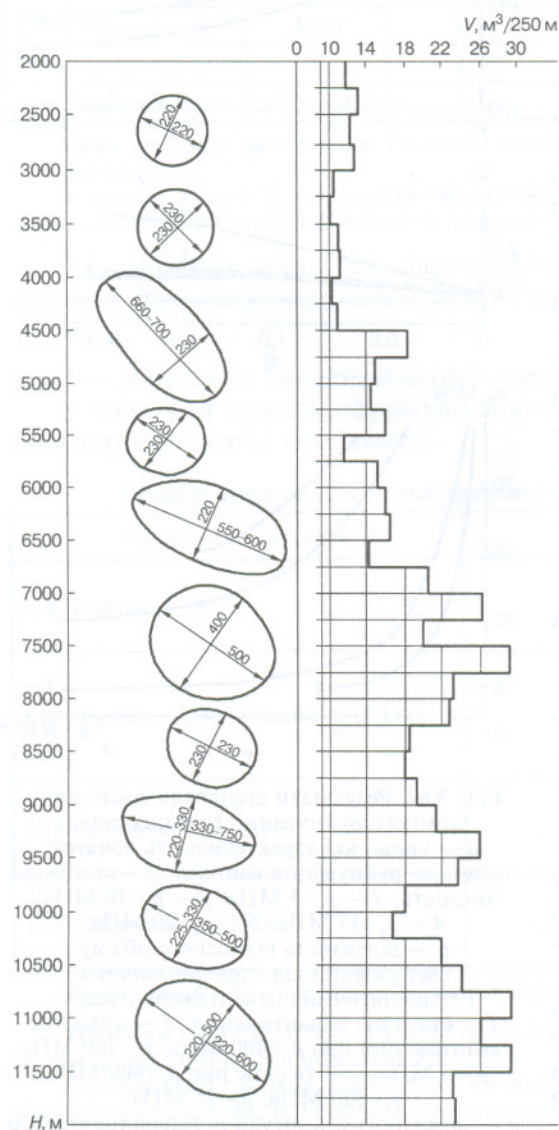


Рис. 8.63. Типові форми перерізу і об'єм стовбура свердловини СГ-3

Досліди показали, що за певних співвідношень умов зовнішнього навантаження і перепаду температури в пристовбурній зоні спостерігається термовтомне руйнування стінок свердловин. Зі збільшенням p_c для фіксованого геостатичного тиску кількість циклів до початку термовтомного руйнування зменшується в обернено пропорційній залежності.

Установлено, що на характер, величину і початок розвитку втомних тріщин за циклічних температурних навантажень істотно впливають пластичні властивості порід. Чим більш пластична порода, тим більша кількість циклів потрібна для появи термовтомних тріщин за інших однакових умов. Найбільш легко утворюються радіальні термовтомні тріщини.

Дослідження закономірностей втомного руйнування стінок свердловин підтвердили їх відповідність закономірностям руйнування твердих тіл.

Сумісний вплив циклічних гідродинамічних і термічних навантажень на стінки свердловини з урахуванням фізико-хімічної взаємодії бурового розчину з породами істотно підвищує ймовірність прояву втомних процесів під час буріння.

Цікавими з позицій стійкості стінок свердловин є результати буріння Кольської надглибокої свердловини СГ-3 (Росія). За прийнятою технологією поглиблення цієї свердловини з глибини 2000 м здійснювали 215,9-мм долотами.

На рис. 8.63 показані характерні форми перерізу стовбура свердловини та зміна його об'єму з глибиною. Номінальний об'єм стовбура свердловини становить 9,152 м³/250 м.

У процесі буріння формується стовбур складної конфігурації, в якому виділяють три основних види поперечних перерізів:

круглий з діаметром, близьким до номінального діаметра свердловини;
еліпсоподібний, мала вісь якого наближено дорівнює номінальному діаметру, а велика значно його перевищує;
кавернозний, діаметр якого у декілька разів перевищує номінальний діаметр свердловини.

Згідно з дослідженнями науково-виробничого центру (НВЦ) «Кольская сверхглубокая» переріз стовбура свердловини у різних відкладах може формуватися протягом різного часу, що зумовлено впливом багатьох факторів як геолого-тектонічного, так і техногенного характеру.