

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.

8.4.5. МЕТОДИ КЕРУВАННЯ СТІЙКІСТЮ ГІРСЬКИХ ПОРІД У СТІНКАХ СВЕРДЛОВИН

Аналіз стійкості стінок свердловини ґрунтується на врахуванні великої кількості параметрів. До основних визначальних параметрів належать:

- літологія порід;
- глибина;
- зенітний кут викривлення стовбура свердловини;
- поровий тиск.

У літологічному відношенні виділяють кілька типів порід, у процесі розбурювання яких виникають проблеми збереження стійкості стовбура свердловини, а саме:

- глинисті формації (глини, аргіліти, алевроліти, мергелі та глинисті сланці);
- вугілля;
- карбонатні та метаморфічні породи (на великих глибинах).

Кам'яна сіль є специфічною копалиною, оскільки її руйнування зумовлює утворення крихких уламків та в'язкопластичне деформування.

Існують також аналогії, наприклад, слабкі піщаники. В процесі розбурювання таких порід спостерігаються значні каверноутворення, які для свердловин не мають важких наслідків. Порода, яка осипається або обвалюється, в таких випадках роздрібнюється і виноситься із свердловини.

Глинисті сланці і вапняки руйнуються переважно внаслідок зрізування по межах пропластків, що спричинює утворення великих кусків обваленної породи та тяжких наслідків.

Глибина — один із найважливіших факторів, що впливають на стійкість стінок свердловини. Це передусім зв'язано із зростанням з глибиною напружень і деформацій гірських порід у пристовбурній зоні пласта, впливом температури та інших факторів.

При бурінні свердловин зі значними *зенітними кутами викривлення* зростає небезпека порушення стійкості порід у стінках свердловин (див. рис. 8.61, а). Це зумовлено асиметричним розподілом інтенсивності напружень на стінках свердловини, яка підвищується у напрямку до вертикалі і зменшується в протилежному напрямку. Отже, із збільшенням кута викривлення підвищується тиск підтримування стійкості (напрямок до вертикалі) і зменшується тиск розриву (протилежний напрямок) порід, що зменшує діапазон допустимої густини бурового розчину.

Поровий тиск впливає на розподіл ефективних напружень у пристовбурній зоні пласта та їхню зміну внаслідок фільтраційних процесів, що в певних умовах може призвести до руйнування стінок свердловини (рис. 8.56).

Стратегія керування стійкістю стінок свердловин у загальному випадку охоплює:

- виділення потенційно небезпечних з позицій цього ускладнення інтервалів стовбура свердловини;

- оцінку причин виникнення ускладнень;

- прогноз градієнтів тиску стійкості гірських порід у стінках свердловини;

- побудову діаграм стійкості для потенційних зон ускладнень;

- вибір типу і властивостей бурового розчину;

керування гідродинамічною ситуацією у свердловині під час виконання різних технологічних операцій;

використання інших профілактичних заходів і методів.

Розробка науково обґрунтованих методів керування стійкістю гірських порід зв'язана з вірогідністю інформації щодо гірничогеологічних умов буріння. У разі інформаційної невизначеності профілактичні заходи спрямовані, в основному, на досягнення якісних результатів, які у міру поглиблення свердловини та завдяки контролю за процесом буріння уточнюються.

Для **прогнозування градієнтів тиску стійкості** $\text{grad } p_c$ гірських порід у стінках свердловин залежно від інформаційного забезпечення можна використовувати розрахункові формули, статистичні методи і методи теорії нечітких множин.

Побудові прогнозів $\text{grad } p_c$ передують аналіз ситуації в свердловині, на основі якого виявляють потенційні об'єкти ускладнень, встановлюють можливі причини порушення стійкості стінок свердловини і підготовляють вихідну інформацію. У загальному випадку, особливо на етапі проектування спорудження свердловини, побудову прогнозів $\text{grad } p_c$ можна здійснювати для всього розрізу свердловини. Вибір методу прогнозування градієнтів тиску стійкості стінок свердловини залежить від особливості поставленої задачі та її інформаційного забезпечення.

Прогнозування за допомогою розрахункових формул використовують у разі вірогідної інформації щодо причин можливих ускладнень, а також геостатичного і порового (пластового) тисків, фізико-механічних властивостей порід в умовах їх залягання.

Для прогнозування $\text{grad } p_c$ залежно від причини виникнення ускладнення можна застосовувати формули (8.138), (8.144), (8.145)—(8.148) і наведені в табл. 8.34. Якщо порушення стійкості стінок свердловин спричинене пластичними деформаціями гірських порід, серед формул (8.145)—(8.148) пріоритет, на нашу думку, слід надавати формулам (8.145) і (8.147) для проектування конструкцій свердловин та формулі (8.148) — для вибору густини бурового розчину. Зазначимо, що формули Г.А. Стрельця та ін. (8.145) і В.С. Войтенка (8.147) по суті ідентичні. Їх відмінність полягає в тому, що формула (8.145) одержана для граничної умови на нескінченності

$$\sigma_{rr} = \sigma_{\varphi\varphi} = -\lambda p_r,$$

а формула (8.147) —

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

тобто при $\lambda=1$.

Вибір адекватних формул для прогнозу градієнтів тиску стійкості стінок свердловин уточнюється в міру накопичення та аналізу промислового матеріалу (див. приклад 8.15).

Статистичні методи прогнозування градієнтів тиску стійкості можна використовувати для різних постановок (аналогічно прогнозуванню градієнтів тиску виникнення поглинень, див. розділ 8.2.5): статистична обробка промислового матеріалу (методи аналізу даних) і статистичне моделювання.

Особливість використання статистичних методів аналізу даних для побудови прогнозу $\text{grad } p_c$ полягає передусім у виявленні (розпізнаванні) можливих причин виникнення ускладнень. Практично цінні результати в таких випадках можна одержати за допомогою методів багатовимірної аналізу даних.

Статистичне моделювання використовують для відомої причини ускладнення та її математичної моделі з неточно відомими параметрами. Схема побудови статистичного прогнозу випадкової величини $\text{grad } p_c$ аналогічна описаній для прогнозу градієнта тиску виникнення поглинень (див. розділ 8.2.5).

Модель для прогнозу градієнтів тиску стійкості подано у вигляді (8.42) залежно від причини ускладнення і вибраної розрахункової формули

$$\text{grad } p_c = f(x, \zeta, \xi).$$

Точно відомі x , неточно відомі статистично незалежні ζ і статистично залежні ξ величини вибирають залежно від конкретної моделі та її інформаційного забезпечення. Якщо використовують моделі вигляду (8.145)–(8.148), то до точно відомих величин можна зарахувати глибину z , до неточно відомих статистично незалежних — градієнт геостатичного тиску $\text{grad } p_g$, межу пластичності σ_T та коефіцієнт бокового розпору λ (у разі використання моделі (8.145)). Для моделей, наведених у табл. 8.34, до статистично незалежних зараховують величини $\text{grad } p_g$, $\text{grad } p_n$, u^* , t^* , k_0 , h , до статистично залежних — (σ_T, η) , $(\lambda, k, m, \alpha, \beta)$.

Для моделей вигляду (8.138) або (8.144) статистичний прогноз градієнта стійкості стінок свердловини будують для величин $\text{grad } p_{c1}$ і $\text{grad } p_{c2}$.

Нечіткі методи прогнозування градієнтів тиску стійкості стінок свердловини застосовують у випадках неточної інформації щодо причин ускладнення, геологічних умов і фізико-механічних властивостей гірських порід.

Нечіткий прогноз величини $\text{grad } p_c$ подається у вигляді сукупності впорядкованих пар $\{\text{grad } p, \mu_c(\text{grad } p)\}$, де $\text{grad } p$ — градієнт гідравлічного тиску, $\mu_c(\text{grad } p)$ — функція належності, яка ставить у відповідність кожному значенню $\text{grad } p$ число μ_c із відрізка $[0,1]$, що характеризує ступінь можливості виникнення ускладнення при цьому значенні $\text{grad } p$. Приймається $\mu_c = 0$ для тих значень $\text{grad } p_c$, коли ускладнення відсутнє, і $\mu_c = 1$, коли воно є.

Побудову функцій належності нечіткого прогнозу градієнта стійкості стінок свердловин здійснюють за допомогою методів, аналогічних описаним для градієнта тиску виникнення поглинань (див. розділ 8.2.5).

За *емпіричним способом* функцію належності будують на основі аналогічної вибірки промислового матеріалу за правилом

$$\mu_{cj} = \sum_{i=j}^k n_i^+ / \left(\sum_{i=j}^k n_i^+ + \sum_{i=1}^j n_i^- \right); \quad j = \overline{1, k}, \quad (8.149)$$

де n_i^+ , n_i^- — кількість свердловин в i -му інтервалі градації вибірки, на яких відповідно спостерігались і не спостерігались ускладнення.

Зауважимо, що вираз (8.149) справедливий для причин ускладнень, зумовлених пониженням тиску у свердловині.

Приклад 8.18. На основі аналізу промислового матеріалу буріння 29 свердловин (ускладнення спостерігались на 15 свердловинах) встановлено, що градієнт тиску під час проходки нестійких порід становив $(1,20\text{--}1,34)10^4$ Па/м. У табл. 8.35 наведені дані про кількість ускладнених і неускладнених свердловин в інтервалах градації вибірки $\text{grad } p$, а також результати побудови функції належності μ_{cj} за формулою (8.149). Зазначимо, що промислові дані достатньо обґрунтовано свідчать про причину виникнення ускладнень унаслідок пониження тиску в свердловині.

Таблиця 8.35

Побудова функції належності нечіткого прогнозу градієнта тиску стійкості стінок свердловин

j	$\text{grad } p_j \cdot 10^{-4}$ Па/м		n_i^+	n_i^-	$\sum_{i=j}^k n_i^+$	$\sum_{i=1}^j n_i^-$	μ_{cj}
	від	до					
1	1,20	1,24	6	0	15	0	1,00
2	1,24	1,28	5	2	9	14	0,39
3	1,28	1,32	3	4	4	12	0,25
4	1,32	1,36	1	8	1	8	0,11

Нечіткий прогноз градієнта тиску стійкості стінок свердловин представлено у табульованій формі

$$\text{grad } p_c = \{\text{grad } p_j, \mu_{cj}\}, \quad j = \overline{1, 4}.$$

Евристичний спосіб побудови функції належності оснований на використанні результатів статистичного моделювання градієнта тиску стійкості за допомогою математичних моделей вигляду (8.49)

$$\text{grad } p_c = f_s(x, \zeta, \xi), \quad s = \overline{1, S_g}, \quad (8.150)$$

де s — індекс причини ускладнення;

S_g — кількість можливих причин ускладнень.

Звичайно вираз (8.150) містить дві характерні причини виникнення ускладнень: втрата міцності гірських порід у стінках свердловини; в'язкопластичні деформації стінок свердловини.

Функцію належності для причин ускладнень, зумовлених зниженням тиску в свердловині, будують за правилом

$$\mu_{cj} = \begin{cases} 1 & \text{при } \text{grad } p_i \leq a; \\ 1 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^j n_i & \text{при } \text{grad } p_i \in]a, b[; \\ 0 & \text{при } \text{grad } p_i \geq b, \end{cases} \quad (8.151)$$

де n_i — кількість значень $\text{grad } p_{ci}$ в i -му інтервалі градації вибірки;

N — об'єм вибірки.

Застосування нечітких методів прогнозу градієнта тиску стійкості стінок свердловини зв'язане з евристичним способом побудови функції належності.

Розробка деяких заходів для профілактики ускладнень основана на *виборі обмежень* $\text{grad}^* p_{ci}$ на градієнт гідравлічного тиску в свердловині, який здійснюють залежно від методу прогнозування:

за розрахунковими формулами

$$\text{grad}^* p_c = k_6 \text{ grad } p_c; \quad (8.152)$$

за статистичними методами

$$\text{grad}^* p_c \Leftrightarrow \left\{ \int_{-\infty}^{\text{grad}^* p_c} \varphi(x) dx = 1 - \alpha \right\}; \quad (8.153)$$

за нечіткими методами

$$\text{grad}^* p_c \Leftrightarrow \{ \text{grad}^* p_c, \mu_c(\text{grad}^* p_c) = \alpha \}, \quad (8.154)$$

де k_6 — коефіцієнт безпеки (у цьому разі, на відміну від формули (8.52), $k_6 \geq 1$);

$\varphi(\cdot)$ — функція щільності розподілу ймовірностей випадкової величини $\text{grad } p_c$;

α — ймовірність (ризик) виникнення ускладнення.

Обґрунтування коефіцієнта безпеки k_6 або ризику α виникнення ускладнення проводиться з урахуванням умов так само, як для формул (8.52)—(8.54).

Діаграми стійкості для потенційних зон ускладнень дають змогу якісно оцінити ситуацію у свердловині і вибрати напрям регулювання технологічних параметрів процесу буріння з метою запобігання ускладненням.

Для побудови діаграм стійкості треба визначити межі зони стійкості, використовуючи рівняння напружень на стінках свердловини типу (8.139), (8.140) або їх аналоги для відповідних розрахункових схем та умови руйнування.

Алгоритм побудови діаграми стійкості для рівнянь напружень на стінках свердловини (8.139) та умови міцності Мора (1.86) (див. розділ 1.5.4, том 1) можна звести до таких операцій.

1. Вхідні дані: p_r , E , μ , α , ΔT , $p_c^{\max}$, $p_6^{\max}$, τ_{3c}^0 , A (τ_{3c}^0 , A — параметри обвідної кругів Мора, побудованих за результатами випробувань гірської породи).

2. Прийняти $x = 0$ та $y = 0$.

3. Обчислити

$$\bar{\sigma}_{rr}(x) = x; \quad \bar{\sigma}_{\varphi\varphi}(x, y) = 2y - x - \frac{\alpha E \Delta T}{(1 - \mu) p_r} \quad \text{та} \quad \bar{\sigma}_{zz} = 1 - \frac{\alpha E \Delta T}{(1 - \mu) p_r}.$$

4. Визначити

$$\sigma_1(x, y) = \max(\bar{\sigma}_{rr}(x), \bar{\sigma}_{\varphi\varphi}(x, y), \bar{\sigma}_{zz});$$

$$\sigma_3(x, y) = \min(\bar{\sigma}_{rr}(x), \bar{\sigma}_{\varphi\varphi}(x, y), \bar{\sigma}_{zz})$$

та обчислити

$$C(x, y) = \frac{1}{2} [\sigma_1(x, y) - \sigma_3(x, y)];$$

$$D(x, y) = \frac{\tau_{zc}^0}{p_r} + \frac{A}{2} [\sigma_1(x, y) + \sigma_3(x, y)].$$

5. Якщо $C(x, y) < D(x, y)$, то $\bar{p}_c(x, y) = x$ та $\bar{p}_6(x, y) = y$.
6. Прийняти $y = y + \Delta y$ і, якщо $y \leq p_6^{\max}/p_r$, перейти до кроку 3.
7. Прийняти $x = x + \Delta x$ і, якщо $x \leq p_c^{\max}/p_r$, перейти до кроку 3.
8. Побудувати діаграму стійкості в координатах $\bar{p}_6(x, y)$ та $\bar{p}_c(x, y)$.

За аналогічною схемою можна побудувати діаграму стійкості з використанням рівнянь напружень (8.139) з умовою міцності Е. Хоека (8.135) або Шлейхера—Надаї (1.87) (див. розділ 1.5.4, том 1). Наприклад, для умови (8.135) замість кроку 4 слід виконати обчислення

$$C(x, y) = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{[\bar{\sigma}_{rr}(x) - \bar{\sigma}_{\phi\phi}(x, y)]^2 + [\bar{\sigma}_{rr}(x) - \bar{\sigma}_{zz}]^2 + [\bar{\sigma}_{\phi\phi}(x, y) - \bar{\sigma}_{zz}]^2};$$

$$D(x, y) = a \left(\frac{\bar{\sigma}_{rr}(x) + \bar{\sigma}_{\phi\phi}(x, y) + \bar{\sigma}_{zz}(x, y)}{3} \right)^b + \frac{c}{p_r},$$

де a, b, c — параметри залежності (8.135), які визначають за результатами випробувань гірської породи в умовах всестороннього стиснення.

Для випадку бокового анізотропного навантаження діаграму стійкості можна побудувати в різних координатах. Нижче розглянуто діаграму стійкості в координатах k_1 та p_c/p_r при $k_2 = \varepsilon k_1$, де $\varepsilon < 1$ — фіксована величина. Алгоритм її побудови для рівнянь напружень (8.140) та умови міцності Мора (1.86) (див. розділ 1.5.4, том 1) зведено до таких операцій.

1. Вхідні дані: $p_r, E, \mu, \alpha, \Delta T, \varepsilon, k_{lmin}, k_{lmax}, \tau_{zc}^0, A$.
2. Прийняти $x = k_{lmin}$.
3. Прийняти $y = \varepsilon x$.
4. Прийняти $\bar{p} = 0$.
5. Обчислити

$$\bar{\sigma}_{rr} = \bar{p}; \quad \bar{\sigma}_{\phi\phi}(x, y, \varphi) = x + y - 2(x - y) \cos 2\varphi - \bar{p} - \frac{\alpha E \Delta T}{(1 - \mu)p_r};$$

$$\bar{\sigma}_{zz}(x, y, \varphi) = 1 - 2\mu(x - y) \cos 2\varphi - \frac{\alpha E \Delta T}{(1 - \mu)p_r}.$$

6. Визначити

$$\sigma_1(x, y, \varphi) = \max \{ \bar{\sigma}_{rr}, \bar{\sigma}_{\phi\phi}(x, y, \varphi), \bar{\sigma}_{zz}(x, y, \varphi) \};$$

$$\sigma_3(x, y, \varphi) = \min \{ \bar{\sigma}_{rr}, \bar{\sigma}_{\phi\phi}(x, y, \varphi), \bar{\sigma}_{zz}(x, y, \varphi) \}$$

та обчислити

$$C(x, y) = \frac{1}{2} \max_{\varphi} \{ \sigma_1(x, y, \varphi) - \sigma_3(x, y, \varphi) \};$$

$$D(x, y) = \frac{\tau_{zc}^0}{p_r} + \frac{A}{2} \{ \sigma_1(x, y, \varphi^*) + \sigma_3(x, y, \varphi^*) \},$$

де φ^* — величина кута, що відповідає умові максимуму $C(x, y, \varphi)$.

7. Якщо $C(x, y) < D(x, y)$, то $k_1(x, y) = x$ та $p_c^*/p_r = \bar{p}$.
8. Прийняти $\bar{p} = \bar{p} + \Delta \bar{p}$ та, якщо $\bar{p} \leq \bar{p}_c^{\max}$, то перейти до кроку 5.
9. Прийняти $x = x + \Delta x$ та, якщо $x \leq k_{lmax}$, то перейти до кроку 3.
10. Побудувати діаграму стійкості в координатах $k_1(x, y)$ та p_c/p_r .

У разі використання умови міцності Е. Хоека або Шлейхера—Надаї в алгоритм вносять зміни, як і для ізотропного бокового навантаження.

Приклад 8.19. На рис. 8.64 показано діаграми стійкості для таких вихідних даних: $p_t = 23$ МПа; $E = 3 \cdot 10^{10}$ Па; $\alpha = 0,8 \cdot 10^{-7}$ 1/°C; $\mu = 0,25$. Зону стійкості заштриховано.

Для ізотропного горизонтального навантаження діаграму стійкості побудовано за таких даних:

критерій Мора (рис. 8.64,а) — $\Delta T = -10^\circ\text{C}$ (нагрівання); $\tau_{zc}^0 = 2,3$ МПа; $A = 0,4$;

критерій Е. Хоека (рис. 8.64,б) — $\Delta T = 10^\circ\text{C}$ (охолодження); $a = 0,5$; $b = 1,2$; $c = 4,6$ МПа.

Для анізотропного горизонтального навантаження діаграму стійкості побудовано при $\varepsilon = 0,5$ аналогічно вищеведеним критеріям за таких даних:

критерій Мора (рис. 8.64,в) — $\Delta T = -10^\circ\text{C}$ (нагрівання); $\tau_{zc}^0 = 2,3$ МПа; $A = 0,4$;

критерій Е. Хоека (рис. 8.64,г) — $\Delta T = 10^\circ\text{C}$ (охолодження); $a = 0,5$; $b = 1,2$; $c = 4,6$ МПа.

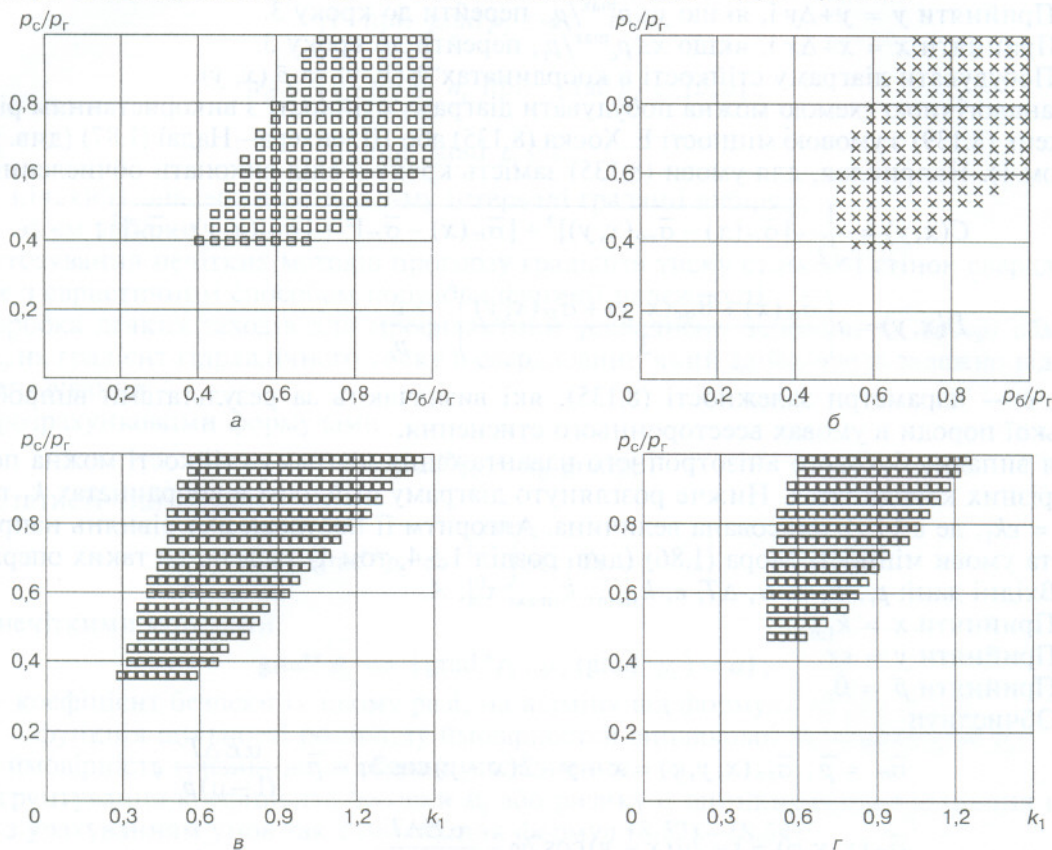


Рис. 8.64. Діаграми стійкості гірських порід у стінках вертикальної свердловини

Вибір типу і властивостей бурових розчинів для розбурювання глинистих порід ґрунтується на інформації щодо їх властивостей в пластових умовах та процесів фізико-хімічної взаємодії компонентів бурового розчину з породою, яку одержують дослідним шляхом. Методологія розв'язку цієї задачі ґрунтується на пошуку такого компонентного складу і властивостей бурового розчину, який обмежував би його негативний вплив на стійкість стінок свердловин, а за потреби підвищував би міцність порід.

До основних керуючих параметрів задачі вибору компонентного складу бурового розчину належать густина, показники фільтрації та рН, ступінь мінералізації і склад водної фази.

Вважається, що для розбурювання глинистих порід густину бурового розчину слід вибирати із умов зрівноважування порового тиску та забезпечення стійкості порід у стінках свердловини. Останню умову для конкретного пласта можна формалізувати у вигляді

$$\rho = \frac{1}{g} \left(\text{grad}^* p_c + \frac{[\Delta p]}{z} \right), \quad (8.155)$$

де $\text{grad}^* p_c$ — обмеження на градієнт гідравлічного тиску у свердловині для попередження порушення стійкості стінок порід пласта на глибині z ;

$[\Delta p]$ — деякий запас тиску (наприклад, для забезпечення умови попередження ускладнення в процесі підйому колони труб).

Умова (8.155) відповідає випадку виникнення ускладнень через пониження тиску у свердловині, її коректують відповідно до принципу технологічної сумісності відкритого розрізу свердловини.

Пониження інтенсивності зволоження глинистих порід досягають зменшенням показника фільтрації бурового розчину.

Ступінь мінералізації та компонентний склад водної фази бурового розчину вибирають із умов зменшення переносу вологи і негативного впливу на міцність глинистих порід.

Нижче наведено деякі підходи, які застосовують у вітчизняній та зарубіжній практиці для обґрунтованого вибору типу бурового розчину з позицій збереження стійкості глинистих порід.

В.Д.Городнов для порівняння інгібуючої здатності бурових розчинів з однаковим показником фільтрації стосовно слабо- і середньозволожених глинистих порід пропонує використовувати узагальнений показник стійкості

$$c = \frac{P_2}{P_1} \left(\frac{v_1^H}{v_2^H} \right)^2,$$

де P_2, P_1 — пластична міцність глини за конусом Ребіндера після набухання відповідно у фільтраті бурового розчину і в дистильованій воді;

v_2^H, v_1^H — середня швидкість набухання глин у таких самих умовах.

Середню швидкість набухання визначають відношенням коефіцієнта набухання k до часу набухання (див. розділ 8.4.3). Більші значення показника стійкості c відповідають буровим розчинам з вищою інгібуючою здатністю.

Недоліком такої методики, як вважає В.Г.Ясов, є відсутність рекомендацій щодо вибору часу набухання, оскільки граничне значення коефіцієнта набухання досягається через сотні годин.

Інгібуючу здатність бурових розчинів оцінюють за показником зволоження Π , який визначають на еталонних циліндричних зразках (із саригюкського бентоніту) діаметром 20 мм і висотою 32 мм.

Для приготування зразків вимірюють вологість і коефіцієнт колоїдальності глинопо-
рошку. Після цього глинопорошок звожують до загальної масової вологості 20%. Зразок пресують під тиском 40 МПа протягом 5 хв. Час набору робочого тиску з моменту руху поршня пресформи має становити 30—40 с. Після пресування торці зразка ізолюють, опустивши його в розплавлений парафін на глибину 2 мм. Готують 5 зразків, які встановлюють на підставку в кристалізатор і заливають досліджуваною рідиною. Час витримки $t = 4$ год за температури не вище 30 °С.

Показник зволоження обчислюють за формулою

$$\Pi = A / t^{b+0,15}, \quad (8.156)$$

де A — середнє значення збільшення масової вологості, %;

b — коефіцієнт колоїдальності глини за метиленовим блакитним.

У табл. 8.36 наведено показники зволоження за формулою (8.156) для деяких водних розчинів реагентів. Розчини з меншим показником зволоження характеризуються вищою інгібуючою здатністю.

Таблиця 8.36

Показники зволоження деяких типів розчинів (за даними «ВНИИКРнефть»)

Розчин	Рецептура	П, %
Дистильована вода	Вода	16,7
Гуматний	Вода + 4% ВЛР*	6,5
Лігносульфонатний	Вода + 1% КМЦ + 3% КССБ	4,6
Алюмінатний	Вода + 10% Al-мила ЖК + 0,2% метасу + 1% КССБ	3,7
Калієвий	Вода + 1% КМЦ + 3% КССБ + 3% KCl	3,1
Алюмокалієвий	Вода + 1% метасу + 3% оксилу + 0,3% КОН + 3% KCl + 0,3% KAl(SO ₄) ₂	2,5
Гіпсокалієвий	Вода + 1% КМЦ + 3% КССБ + 3% KCl + 2% CaSO ₄	2,2

* Вугільно-лужний реагент.

Для оцінки поведінки глин у процесі буріння Н.Г.Аветисян запропонував використовувати *показник стійкості a* , який характеризує ступінь їх розуцільнення:

$$a = \rho_r / \rho_r^H,$$

де ρ_r — фактична густина глинистих порід;

ρ_r^H — нормальна густина глин на певній глибині.

Показник стійкості залежить від градієнта порового тиску

$$a = 0,6947 \pm [10,8953 - 1,9978(3,25 + 10^{-4} \text{ grad } p_n)]. \quad (8.157)$$

Чим менше показник стійкості, тим вище розуцільнення глини, яке зумовлене високим поровим тиском.

Для аналізу показник стійкості використовують у випадках, коли розрахункове значення за формулою (8.157) становить 0,799—1. Якщо обидві оцінки за формулою (8.157) падають у цей інтервал, то приймають менше значення a . Гідратаційну здатність G_r глин оцінюють за допомогою емпіричної формули

$$G_r = \frac{100}{0,31 \cdot 10^{-3} \rho_r} - 120.$$

Н.Г.Аветисян на основі сукупності параметрів a та G_r запропонував класифікацію стійкості глинистих порід (табл. 8.37). Категорію стійкості встановлюють за тим показником, який характеризує нижчу стійкість глинистих порід. У табл. 8.37 наведено також прогнозну оцінку стійкості глинистих порід у процесі буріння та рекомендовані типи бурових розчинів.

Таблиця 8.37

Класифікація стійкості глинистих порід (за Н.Г.Аветисяном)

Категорія	Показник стійкості a	Гідратаційна здатність G_r	Прогнозна поведінка порід у процесі буріння	Рекомендовані типи бурового розчину
1	1,0—0,95	< 5	Практично стійкі	Глинистий, безглинистий
2	0,95—0,90	5—10	Незначні осипання, процес буріння не порушується	Глинистий з обмеженим показником фільтрації, лігносульфонатний
3	0,90—0,85	10—25	Помітні осипання, які потребують періодичних проробок стовбура свердловини	Вапнистий, силікатний, хлоркалієвий, лігносульфонатний
4	0,85—0,80	25—40	Значні осипання, які призводять до затягування і посадок інструменту	Хлоркалієвий, хлоркальцієвий, силікатний, соленасичений, алюмінатний, на вуглеводневій основі
5	< 0,80	> 40	Сильні осипання, які потребують систематичних проробок інтервалів глин. Можлива часткова втрата стовбура свердловини	Хлоркалієвий, хлоркальцієвий, соленасичений, алюмінатний (мінералізований), на вуглеводневій основі, інвертний, емульсійний з високомінералізованою водною фазою

G.R. Gray та H.C.H. Darley вважають, що при *виборі типу бурового розчину* слід враховувати такі положення:

1. Сильнонабухаючі монтморилонітові глини можна стабілізувати тільки інвертними буровими розчинами із збалансованою активністю водної фази. На невеликих глибинах з економічних міркувань можна допускати незначні осипання стінок свердловини і використовувати хлоркалієві бурові розчини.

2. В умовах, коли потрібно використовувати ОБР з високою густиною, доцільно застосовувати вапнисті, гіпсові з хромлігносульфонатом або гуматно-калієві розчини.

3. Для розбурювання глинистих сланців, осипання яких зумовлене тектонічними причинами, потрібно використовувати недиспергуючі бурові розчини (поліакриламідний, хлор-калієвий або хлоркалієвий з ХС-полімером).

4. Під час буріння в глинистих сланцях з проникними пропластками показник фільтрації розчину доцільно регулювати крохмалем або реагентами на основі похідних целюлози.

5. У разі потреби (наприклад, за екологічними вимогами) застосування прісних бурових розчинів рекомендується використовувати полімерний розчин з діамонійфосфатом $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$ як інгібітором набухання глин.

R. Wilcox та J. Fisk для оцінки ступеня ускладнення розбурювання глинистих порід запропонували класифікацію, яка оснований на параметрах кінетики поглинання породою рідини. Між питомою величиною M_t поглинутої рідини (відношення маси (в грамах) поглинутої рідини до початкової маси (в грамах) зразка породи) та часом набухання t (хв) у логарифмічних координатах існує лінійна залежність

$$\ln M_t = \ln M_\infty + N \ln t,$$

де M_∞ , N — параметри кінетики поглинання глинистою породою рідини.

Величина M_∞ залежить від типу глинистої породи, її вологості і ступеня ущільнення. Чим вищий ступінь ущільнення породи, тим менший параметр M_∞ . Залежно від значень параметрів кінетики набухання M_∞ та N виділені чотири групи глинистих порід.

Перша група — сильнонабухаючі сланці ($N > 0,14$) із низьким ($M_\infty > 0,60$), середнім ($M_\infty = 0,25—0,60$) і високим ($M_\infty < 0,25$) ступенем ущільнення, що охоплюють дрібнозернисті глини монтморилонітового складу.

Друга група — сланці з достатньо високим ступенем набухання ($N = 0,10—0,14$) та середнім ($M_\infty = 0,25—0,47$) ступенем ущільнення.

Третя група — сланці з середнім ступенем набухання ($N = 0,05—0,10$) із низьким і середнім ступенем ущільнення.

Четверта група — слабонабухаючі сланці ($N < 0,05$).

Відповідно до наведеної класифікації глинистих порід та на основі досвіду буріння свердловин у різних регіонах світу були розроблені рекомендації стосовно вибору типів бурового розчину.

Для розбурювання порід *першої групи* використовували такі типи бурових розчинів:

1. Інгібований буровий розчин PAC-DAP застосовували для розбурювання липких сланців у північно-східній частині штату Юта і в протоці Санта-Барбара (США).

PAC (поліаніонна целюлоза) в кількості 1,48—4,29 кг/м³ є регулятором в'язкості, фільтрації та набухання глини в розчині. DAP (діамонієвий фосфат) в кількості 5,74—22,96 кг/м³ призначений для попередження набухання сланців.

Використовують також добавки, кг/м³:

крохмаль або смола 2,87—11,68;

бентоніт 5,74—14,35;

азбестове волокно для підвищення виносної здатності розчину 5,74—8,61;

спеціальний універсальний знижувач в'язкості для регулювання міцності гелю 0,29—1,45;

сульфонат асфальту для підвищення мастильних властивостей розчину 2,87—8,61;

каустична сода для регулювання рН від 7 до 9.

За високого показника рН розчину виникають ерозія стінок свердловини і диспергування глинистих частинок.

2. РНО із збалансованою активністю використовували для розбурювання рихлих монтморилонітових глин (35% у породі) на глибинах від 980 м, що дало змогу попередити каверноутворення в твердих і м'яких сланцях та їх набухання. Механізм дії розчину передбачає збереження рівноваги водних компонентів розчину і породи, тобто наближену рівність порового і гідростатичного тисків.

3. Інвертні нафтоемультсійні розчини успішно використовували для розбурювання нестійких глинистих сланців у протоці Басс (Австралія), штаті Оклахома (США), в Мексиці, Латинській Америці та інших нафтових провінціях. Стабілізований інвертний нафтоемультсійний розчин приготувляли введенням насиченого розчину KCl у дизельне паливо, попередньо оброблене емульгатором. У цю суміш добавляли барит для одержання потрібної густини. Різновидом цього розчину є буровий розчин «Drillex», який складається з дизельного палива, води і різних солей. Реагенти «Drillex» разом з емульгаторами застосовують для підтримання стабільності емульсії.

4. Гіпсові бурові розчини використовують у зв'язку з інгібуючою дією кальцію під час розбурювання набухаючих глинистих сланців та їх здатністю не загущуватись в умовах високих температур. Склад гіпсового бурового розчину, %: бентонітова суспензія 5—7; водний 25%-й розчин ФХЛС 0,5—1,0; гіпс 1—3; глікогель 1—2; NaOH 0,2.

5. Полімерполіелектролітні бурові розчини ХСР–ОСР ефективно використовували в процесі буріння свердловин у басейні Делавер (штат Техас, США). Вони складаються із водної основи, в якій розчинено органічний поліелектроліт, замість бентоніту введено органічний полімер (похідна полісахариду), утворений при дії на полісахарид бактерій «Nanthomopsis Campastries». Лінійний полімер ХСР надає тиксотропних властивостей розчину, його додають у кількості 2,8 кг/м³ і обробляють солями тривалентного хрому. Органохромполіелектроліт (ОСР) додають у кількості 11,2 кг/м³. Для попередження біологічної активності в бурові розчини додавали хлорований фенол (0,28 кг/м³), а регулювання рН здійснювали NaOH.

Для попередження ускладнень у глинистих породах *другої групи* використовували такі бурові розчини:

1. Системи на водній основі, оброблені хлоридом калію або гідроксидом калію (3—10% за масою), з низьким вмістом твердої фази попереджують гідратацію і набухання глинистих сланців, стабілізують стінки стовбура свердловини. Склад калієвих розчинів, кг/м³: бентоніт 11,4—34,2; 3—5%-й водний розчин KCl 28,5—51,4. При використанні морської води, кг/м³: вуглекислий калій 8,57—11,4 або гідроксид калію 1,43—2,85; калієвий гумат 28,5—85,7; ПАР 2,85—22,8; полімер 0,285—0,857. При використанні біополімеру добавку попередньо гідратованого бентоніту обмежують 17,1 кг/м³ і додають барит до одержання потрібної густини.

Американська фірма «Baroid» застосовувала буровий розчин «K-plus» з добавкою калієвих солей для розбурювання глинистих сланців на родовищах Канади і США. Він не токсичний, менш агресивний щодо корозійності за температури до 175 °С. Склад розчину «K-plus», кг/м³: бентоніт 14,3; хлорид калію 28,6; калієво-лігнітні похідні 57,2; полімер ХС 0,43; добавка бариту до отримання густини 1440 кг/м³.

Калієві системи ефективні за нормальних порових тисків і низьких температур. Показник рН підтримують на рівні 8—9,5 для забезпечення низької корозійності і попередження диспергування глин.

2. РНО із збалансованою активністю та інвертні емульсії використовували в Західному Техасі для буріння порід, глиниста фракція яких представлена ілітами (15%) та хлоритами (5%) за відсутності монтморилоніту. Ерозії стінок свердловин та осипань не було. Збільшення діаметра стовбура не перевищувало 6 мм.

3. Насичені вапнисті розчини із стабілізуювальною добавкою гідролізованого полісахариду «Мог-гех» використовувала фірма «Техасо» на шельфі штатів Техас і Луїзіана (США), а також при бурінні глибоких свердловин у Латинській Америці. Ці розчини використовують за температури до 135 °С, а з обробкою бікарбонатом натрію — до 165 °С. Вапнисто-калієві розчини як різновид вапнистих дають змогу поліпшити очистку стовбура від вибуреної породи за температури на вибої до 163 °С.

Основним фактором, що впливає на стабільність порід *третьої і четвертої груп* під час їх розбурювання, є час контакту з буровим розчином. При цьому підтримують низькі значення

показників рН і фільтрації. Структура порід характеризується наявністю мікротріщин, уздовж яких можливе набухання і диспергування глинистих частинок, що призводить до обвалів та осипань стінок свердловини. В таких випадках рекомендують застосовувати бурові розчини, оброблені КСІ, оскільки сланці цих груп вміщують достатню кількість КСІ і під час контакту не відбуваються іонно-обмінні процеси.

Руйнування та осипання цих порід можуть спричинюватися механічною дією елементів бурильної колони при СПО та ерозією стінок свердловини у разі використання бурових розчинів на водній основі. Найкращий ефект в таких умовах дає використання інвертних емульсій з високою густиною.

Під час розбурювання структур на півдні Луїзіани в інтервалі 5200—5800 м, представленому міцними сланцями (57% іліти та 18% хлорити), використання РНО із збалансованою ефективністю не привело до розмиву стінок.

У процесі буріння в зонах АВПТ спостерігаються набухання і диспергування глин із довільними буровими розчинами на водній основі. В цьому випадку потрібні постійна їх обробка хімічними реагентами, обважнення і розбавлення водою. Розкриття ущільнених глин здійснюють з насиченими NaCl розчинами.

Для розкриття слабозвожених глинистих порід використовують інгібуючі бурові розчини (вапнисті, гіпсові та оброблені хлоридами). У середньозвожених глинах успішно застосовують інгібуючі бурові розчини КОН/VC-10, які містять добавки лігносульфонату, КМЦ і бітумів.

У сильнозвожених глинистих сланцях і аргілітах попередження інтенсивних осипань та обвалів зв'язано з використанням інгібуючих ОБР із низьким показником фільтрації та інвертних емульсій.

Осипання та обвалювання спостерігаються також при розбурюванні магматичних порід, в яких «ультраглини» в сухому стані є цементуючою речовиною, а з набуханням виконують роль мастила. Буріння в таких породах здійснюють з використанням інвертних емульсій.

Для стабілізації стінок свердловин у процесі розбурювання глинистих сланців застосовують реагенти американської фірми «NL Baroid/NL Industries»:

«Invermul» (сипучий порошок) — активний емульгатор, легко диспергується в нафті і утворює стійкі емульсії типу «вода у воді»;

«K-fo» (рідина) — неіонна ПАВ, основний компонент бурового розчину «K-plus», призначений для регулювання реологічних і структурних властивостей калієвих розчинів;

«K-lig» (сипучий порошок) — калієво-лігнінна похідна; призначений для регулювання показника фільтрації калієвих розчинів («K-plus»), за високих температур зменшує набухання глин;

«Duratoun» (сипучий порошок) — синтетичний органофільний колоїд, призначений для регулювання фільтрації РНО за температури до 260 °С;

«Petrotoun» — спеціально оброблений глинистий матеріал, який попереджує осідання твердої фази в обважнених РНО;

«Drilltreat» — стабілізатор РНО, використовують як знижувач фільтрації;

«Geltoun» — стабілізатор РНО в умовах їх тривалого зберігання.

Для оцінки впливу бурового розчину на знеміцнення гірських порід В.С. Войтенко пропонує використовувати результати випробувань на одноосове стиснення зразків породи в середовищі бурового розчину за інтенсивності напружень і температури, які відповідають умовам залягання. Такі випробування відрізняються від застосування методів набухання більшою інформативністю, а від дослідів на зразках-моделях свердловини — простотою і оперативністю. Їх можна використовувати для обґрунтування типу і рецептури бурового розчину для попередження руйнування гірських порід.

Досліди виконують на установці важільного типу (рис. 8.65), в якій підтримується постійне навантаження і реєструється деформація зразків за допомогою записуючого пристрою.

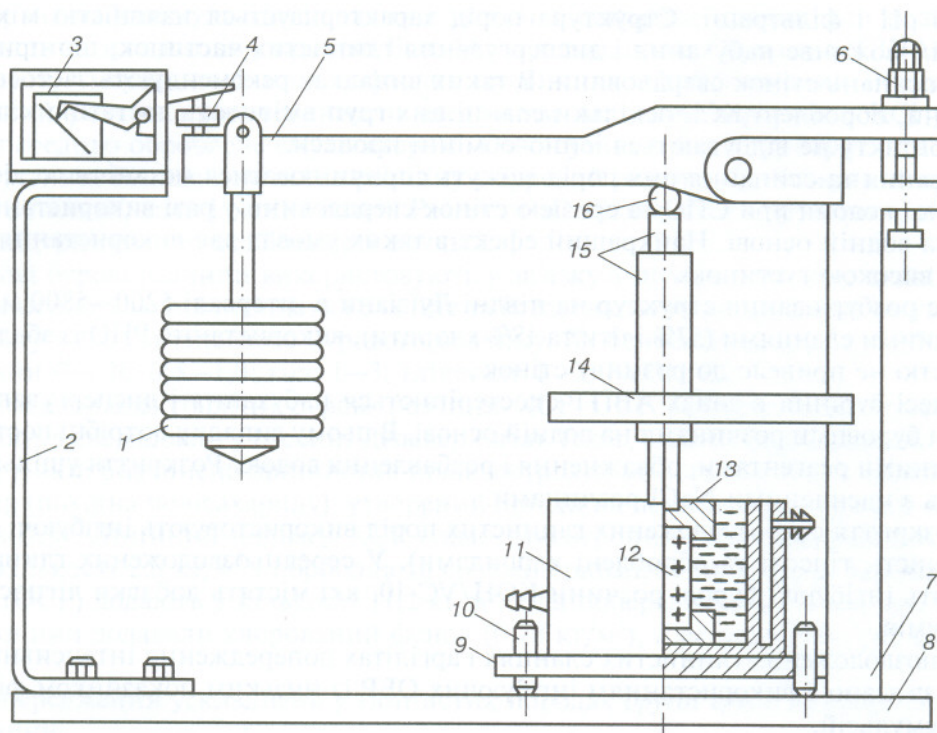


Рис. 8.65. Установка для дослідження впливу бурових розчинів на деформації зразків гірських порід в умовах одноосового стиску за температури до 100°C:

1 — вантаж; 2, 7 — стойка; 3 — записуючий пристрій; 4 — регулювальний гвинт; 5 — важіль; 6 — болт натяжний; 8 — основа; 9 — плита; 10 — шпилька; 11 — посудина для рідини з термостатом; 12 — зразок гірської породи; 13 — вкладиш; 14 — кронштейн; 15 — плунжерна пара; 16 — кулька

Методика оцінки основана на визначенні за результатами порівняльних випробувань гірської породи в контрольній рідині та буровому розчині коефіцієнта стійкості

$$K = \frac{\epsilon_k t_p}{\epsilon_p t_k},$$

де ϵ_k , ϵ_p — абсолютні значення граничних деформацій зразків породи за час випробувань відповідно в контрольній рідині та буровому розчині;

t_k — час від початку навантаження до руйнування зразка в контрольній рідині;

t_p — час випробування зразка в буровому розчині.

Випробування здійснюють за напружень

$$\sigma_\phi = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{3}}(p_r - p_c), & \text{якщо } p_r - p_c < \sigma_c; \\ \frac{\sigma_c}{\sqrt{3}} & \text{в інших випадках,} \end{cases}$$

де p_r — геостатичний тиск;

p_c — тиск у свердловині;

σ_c — міцність зразка породи на стиснення.

Як контрольну рідину можна використовувати дистильовану воду або розчин із свердловини.

Коефіцієнт стійкості може змінюватися в широких межах — від 1 в контрольній рідині і понад 5000 в розчинах на вуглеводневій основі, його значення може бути і меншим за одиницю, якщо вплив досліджуваного бурового розчину на знеміцнення буде більшим за вплив контрольної рідини.

Буровий розчин з найбільшим коефіцієнтом стійкості забезпечить максимальну стійкість гірської породи в стінках свердловини.

Випробування можна проводити на зразках із кернового матеріалу або на штучних зразках, виготовлених із шламу.

А.О. Васильченко на основі **ентропоосмотичної моделі руйнування стінок свердловини** виділяє такі основні фізико-хімічні методи збереження їх стійкості:

ізоляція стінки мало- або непроникним шаром (гідрофобізація, цементация, полімерне покриття і т.ін.);

підвищення рівня структурної організованості води в буровому розчині (підвищення густини, домішування колоїдних і полімерних речовин);

зниження рівня структурної організованості води в тріщинно-поровому середовищі гірських порід (домішування електролітів у буровий розчин).

Вибір типу і властивостей бурових розчинів для розбурювання солевих відкладів характеризується певними особливостями, зумовленими їх інтенсивною розчинністю і схильністю до пластичних деформацій, а також труднощами з регулюванням властивостей бурових розчинів на водній основі.

Хемогенний комплекс порід може охоплювати значний перелік розчинних і пластичних солей: галіт (NaCl), сильвін (KCl), бішофіт ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), карналіт ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), каїніт ($\text{KCl} \cdot \text{MgSO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$), кізерит ($\text{MgSO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$), ангідрит (CaSO_4), тахгідрит ($2\text{MgCl}_2 \cdot \text{CaCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$), гіпс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) та ін. Розчинність хемогенних порід залежить від складу і концентрації солей в дисперсному середовищі бурового розчину і температури. Дані щодо розчинності деяких солей у воді залежно від температури наведено в табл. 8.38.

Таблиця 8.38

Розчинність солей у воді (за даними Ю.Ю. Лур'є, Я.А. Рязанова)

Сіль	Густина, кг/м^3	Розчинність (в г/100 мл води) за температури, °С					
		10	20	40	60	80	100
Галіт	2165	35,8	36,0	36,6	37,3	38,4	39,8
Сильвін	1985	31,0	34,0	40,0	45,5	51,1	56,7
Бішофіт	1560	53,5	54,5	57,5	61,0	66,0	73,0
Каїніт	2130	—	79,6	—	—	—	—
Гіпс	2310	0,19	0,2	0,21	0,2	0,2	0,16
Кізерит	2570	—	107,0	—	—	—	215,7
Ангідрит	2900	—	0,2	—	—	—	0,16

Розчинність майже всіх солей із збільшенням температури підвищується. У міру насичення розчину сіллю швидкість розчинення зменшується. Складніші залежності спостерігаються під час розчинення дво- або трикомпонентних солей. Так, KCl розчиняється в насиченому розчині NaCl , витісняючи його в осадок доти, поки концентрація насиченого двома солями розчину за кімнатної температури не дорівнюватиме по NaCl 20,48 і по KCl — 10,85%. Таким чином відбувається процес розчинення NaCl в концентрованому розчині KCl . Аналогічно розчинюється бішофіт (MgCl_2) у насиченому розчині галіту (NaCl): за кімнатної температури розчинюється по NaCl до концентрації 0,53 і по MgCl_2 — до 35,01%.

Наведені дані щодо фазової розчинності солей у воді свідчать про те, що попередження розчинення солей на стінках свердловини з використанням розчинів на водній основі потребує надійної інформації про компонентний склад солевих відкладів.

Солі належать до сильнорелаксуючих порід. Досліди В.С. Войтенка показали, що для зразків галіту коефіцієнт бокового розпору за кілька годин зростає з 0,67 до 0,93. Чим вища температура, тим швидше відбувається релаксация напружень.

А.І. Булатов та А.Г. Аветисов зазначають, що критерієм оцінки стійкості хемогенних порід слід вважати їх температуру. Температура, за якої породи втрачають свою міцність,

а стійкість стінок свердловини підтримується внаслідок урівноваження тиском у свердловині, названа критичною. Критична температура для деяких солей, °С: галіт — 200; сильвін — 150; бішофіт — 110; кізерит — 45.

За А.І. Булатовим та А.Г. Аветисовим, при розбурюванні хомогенних порід можливі: каверноутворення, якщо пластова температура нижче критичної і напруження в масиві не перевищують статичну міцність порід (табл. 8.39);

звуження стовбура і витікання порід, якщо пластова температура вища за критичну і напруження в масиві перевищують статичну міцність порід.

Таблиця 8.39

Статична міцність деяких хомогенних порід

Температура, °С	Статична міцність, МПа			
	ангідрит	галіт	сильвін	бішофіт
20	240	35,0	15	7
50	—	22,5	10	3
100	235	10,0	5	0
150	225	5,0	0	—
200	210	0	—	—

Висока хімічна активність двовалентних катіонів Mg^{2+} та Ca^{2+} ускладнює стабілізацію і регулювання властивостей бурових розчинів на водній основі. У процесі розбурювання інтервалів свердловин, представленими чергуванням хомогенних і глинистих порід, буровий розчин активно взаємодіє з компонентами гірських порід, що призводить до розчинення в дисперсному середовищі солей, які не входять до його складу. Вважається, що зволоженням зумовлене знеміцнення не тільки теригенних (особливо засолонених) порід, а й чисто сольових відкладів, а швидкість зволоження залежить від ступеня мінералізації бурового розчину.

Порова вода, як показують лабораторні досліді, в сольових відкладах або засолонених теригенних породах є багатокомпонентним сольовим розчином. Концентрація солей в поровій рідині, особливо в засолонених теригенних породах, може бути вищою, ніж у дисперсійному середовищі бурового розчину, через більш високу температуру породи. Тому в пристовбурній зоні виникають явища дифузії та осмосу, які можуть призвести до знеміцнення порід і порушення їх стійкості.

Для буріння в солях і переміжних теригенних породах використовують мінералізовані інгібуючі бурові розчини або розчини на вуглеводневій основі. Мінеральний склад дисперсійного середовища має відповідати складу розбурюваних порід, а соленасиченість розчину — наближатися до граничної. В табл. 8.40 наведено рекомендації «ВНИИКРнефть» для вибору типів бурових розчинів для буріння в хомогенних породах.

Таблиця 8.40

Типи бурових розчинів для розбурювання хомогенних порід (за рекомендаціями «ВНИИКРнефть»)

Порода	Глибина, м	
	до 3000	понад 3000
Галіт	Соленасичений галітом, оброблений крохмалем, лігносульфонатами, палигорськітовий з добавками нафти	РНО (в тому числі емульсійний), соленасичений галітом, крохмально-лігносульфонатний
Галіт із пропластками карналіту і (або) бішофіту	Соленасичений або палигорськітовий, розчин на вуглеводневій основі (в тому числі емульсійний), крохмально-полімерний	РНО (в тому числі емульсійний), гідрогельмагнієвий, соленасичений крохмально-лігносульфонатний
Галіт із пропластками сульфатів (гіпс, ангідрит)	Соленасичений глинистий, соленасичений крохмально-лігносульфонатний	РНО (в тому числі емульсійний), гідрогельмагнієвий, соленасичений крохмально-лігносульфонатний
Галіт із пропластками теригенних порід	РНО, емульсійний, соленасичений крохмально-лігносульфонатний, гідрогельмагнієвий	

Густину бурових розчинів для розбурювання хомогенних порід вибирають із урахуванням умов забезпечення їх стійкості. Показник фільтрації має бути мінімальним. Доцільно регулювати факторами, які мінімізують розчинення порід у стінках свердловини (реологічні властивості, ламінарний режим течії і т. ін.).

В.Д. Городнов показав, що розчинення галіту і сильвіну може бути вагомо зменшене введенням в розчин на водній основі 36% хлориду магнію. Низьку фільтрацію забезпечують обробкою КМЦ, крохмалем, гіпаном або метасом при підтримуванні рН в межах 8—10 за допомогою лугу або кальцинованої солі. За температури понад 120 °С слід використовувати антиоксиданти. Добре зарекомендували себе соленасичені розчини з добавками нафти або дизельного палива за наведеними значеннями рН.

До розповсюджених рецептур солестійких бурових розчинів зараховують багатокомпонентні системи, що містять солестійку глину, сіль (до насичення), дизельне паливо, крохмаль, КМЦ і обважнювач. Кращі результати одержують з добавками, крім хлориду натрію, 15—25% сульфату натрію або 15—20% хлориду калію. Характерною ознакою вмісту калійно-магнієвих солей в буровому розчині є його спінювання, яке гасять введенням піногасника (соапсток, поліетиленова суспензія та ін.). За В.Д. Городновим, спінення за підвищених температур може виникати внаслідок деструкції (розкладу) крохмалю і КМЦ з утворенням низькомолекулярних і газоподібних речовин, у тому числі водню. Використовуючи інгібітори (анілін, сірку, феноли, сульфід натрію та ін.), можна нейтралізувати це джерело спінення. Сумісне використання аніліну забезпечує прояв синергетичного ефекту, тобто взаємного підсилення дії реагентів.

Для розбурювання кальцієвих і магнієвих солей за температури до 200 °С можна ефективно використовувати малосилікатні, стабілізовані КМЦ-600, розчини. Вважається, що внаслідок швидкої взаємодії силікату натрію з цими солями на стінках свердловини утворюється слабозрозчинна захисна плівка гідросилікатів кальцію і магнію.

О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов і В.Е. Аваков рекомендують використовувати розчини з конденсованою твердою фазою на базі гідроксидів магнію. На базі гідрогельмагнієвих інгібуючих систем розроблені гіпсовий солегель, асбогелі, азбестогідрофобні емульсії та інші композиції. Промисловий досвід підтвердив ефективність використання гелі-розчинів.

Керування гідродинамічною ситуацією у свердловині під час виконання різних технологічних операцій належить до важливих профілактичних заходів щодо збереження стійкості стінок свердловини.

Порушення стійкості стінок свердловини виникає як безпосередньо через зміну у ній гідродинамічних тисків (наприклад, коли пониження або підвищення тиску призводить до руйнування порід), так і внаслідок втоми гірських порід за циклічної дії гідродинамічних навантажень. Це потребує двоякого підходу до формалізації стратегії керування гідродинамічною ситуацією в свердловині.

У першому випадку керування гідродинамічною ситуацією у свердловині формально зводиться до виконання умови

$$\text{grad}^* p_{c1}(z_i) \leq \text{grad} p^j(z_i) \leq \text{grad}^* p_{c2}(z_i); \quad z_i \in [z_k, z], \quad (8.158)$$

де $\text{grad} p^j(z_i)$ — градієнт гідродинамічного тиску у свердловині на глибині z_i під час виконання j -ї технологічної операції;

z_k — глибина спуску обсадної колони;

z — глибина свердловини.

Умова (8.158) подана для причин порушення стійкості стінок свердловин, зумовлених пониженням і підвищенням у ній тиску. Принципи підтримування умови (8.158) під час виконання різних технологічних операцій аналогічні описаним для випадків попередження флюїдопроявів (див. розділ 8.3.5) і поглинань (див. розділ 8.2.6).

У разі руйнування стінок свердловини внаслідок втоми порід керування гідродинамічними тисками, окрім виконання умови виду (8.158), зводиться також до регулювання

амплітудних значень імпульсів тиску під час виконання циклічних операцій (спуск, підйом). Формально цю умову записують у вигляді

$$\Delta p_a(z_i) \leq [\Delta p_a(z_i)], \quad (8.159)$$

де $\Delta p_a(z_i)$ — амплітудне значення імпульсу тиску під час спуску (підйому) колони труб на глибині z_i ;

$[\Delta p_a(z_i)]$ — обмеження на амплітудне значення імпульсу під час спуску (підйому) колони труб.

Обмеження $[\Delta p_a(z_i)]$ залежить від механічних властивостей порід, кількості циклів гідродинамічних і температурних навантажень, дефектів структури порід та інших факторів; його визначають на основі дослідних даних.

За відсутності таких даних величина обмеження може дорівнювати:

при спуску — різниці між гідродинамічним і гідростатичним тисками на небезпечний переріз стовбура свердловини в процесі механічного буріння;

при підйомі — перепаду тиску на небезпечний переріз під час підйому бурильної колони на першій (або другій) швидкості.

Розрахунок швидкостей спуску або підйому колони труб із умови (8.159) здійснюють аналогічно умовам попередження поглинань або флюїдопроявів.

Вплив температури на стійкість гірських порід у стінках свердловини пояснюється кількома причинами.

1. Зміна температури зумовлює зміну властивостей породи (модуля пружності, коефіцієнта Пуассона, межі пластичності, міцності і т.ін.). Під дією градієнта температури зміна механічних властивостей порід у пристовбурній зоні пласта впливає на розподіл напружень, що приводить до обмеження залежної від напруження жорсткості породи. Охолодження породи може спричинити створення зони підвищеної жорсткості біля стінки, де внаслідок концентрації напружень порода стає більш напруженою.

2. Циклічні зміни температури в процесі буріння призводять до зміни властивостей породи і в окремих випадках — до її втомного руйнування.

3. Нерівномірний перерозподіл температури навколо стовбура свердловини підвищує термічні напруження.

4. Зміна температури та пов'язана з цим зміна об'єму скелета пористого середовища і насичуючих флюїдів впливають на поровий тиск. Такий сумісний ефект залежить від типу породи і, як вважають А. Guenot та F.G. Santarelli, ним нехтувати не можна.

5. Вплив температури на фізико-хімічні процеси взаємодії бурового розчину з гірськими породами (набухання, розчинення та ін.).



Рис. 8.66. Діаграма стійкості з урахуванням термічних напружень

Зазначені причини, за винятком ефекту впливу напруженого стану на жорсткість породи, мають характерну тенденцію — охолодження породи зменшує напруження в породі та підвищує її міцність.

На рис. 8.66 показано діаграму А. Guenot—F.G. Santarelli для вертикальної свердловини, побудовану в координатах «зміна температури — густина бурового розчину». Порухення стійкості порід у стінках свердловини може спричинюватися руйнуванням унаслідок зсуву (типи А, В, С чи А', В', С') або гідророзриву порід (тип D).

З діаграми випливає, що для низьких значень густини бурового розчину (на графіку P_c/P_f) стабілізація стовбура свердловини

з підвищенням густини еквівалентна його охолодженню. Разом з тим надмірне охолодження бурового розчину за певних умов може призвести до нестійкості із руйнуваннями типу *A'* (чи *B'* або *C'*), а також типу *D*. Така ситуація можлива у разі використання важких бурових розчинів.

Механізм впливу термопружних ефектів на стійкість стінок при бурінні свердловини зумовлений особливістю зміни нейтрального перерізу в процесі поглиблення свердловини (див. рис. 8.49), тобто схильні до осипань породи у міру поглиблення свердловини нагріваються або охолоджуються, і це у відповідних умовах спричинює ускладнення.

A. Guenot та F.G. Santarelli запропонували систему контролю за температурою і систему охолодження бурового розчину для попередження порушень стійкості стінок свердловин. Ця система успішно випробувана під час буріння свердловин в умовах високих температур. Систему охолодження використовували разом з відповідним програмним забезпеченням для ЕОМ. Охолодженню бурового розчину сприяє використання термоізоляційних бурильних труб. На думку A. Guenot та F.G. Santarelli, температуру бурового розчину слід розглядати як важливий параметр процесу буріння, що підлягає контролю і потребує часткового регулювання. Термічні напруження в стінках свердловини слід враховувати в усіх випадках, коли виникає небезпека розвитку нестійкості порід у пробуреному стовбурі.

Важливу роль у збереженні стійкості стінок свердловин відіграють **спеціальні способи зміцнення гірських порід**. Їх доцільно використовувати протягом інкубаційного періоду, тобто до початку обвалів і осипань потенційно нестійкої породи. Способи зміцнення ґрунтуються на фізико-хімічній і термофізичній діях на гірську породу або на комбінації цих дій.

Фізико-хімічну дію на гірську породу можна реалізувати встановленням ванн або штучною кольматацією стінок свердловини.

Ванни — це концентровані водні розчини реагентів, які забезпечують прискорене фізико-хімічне зміцнення порід. Використання ванн спрямоване на підвищення міцності і водостійкості породи внаслідок зміни складу і характеру структурних зв'язків.

Рецептуру ванни підбирають дослідним шляхом для забезпечення міцності гірських порід у стінках свердловини в умовах їх залягання (тиск і температура). Набір реагентів та їх концентрації не мають негативно впливати на технологічні властивості бурового розчину та екологію. В процесі встановлення ванни її, як правило, розділяють від бурового розчину за допомогою порцій буферної рідини.

В.Д. Городнов для попередження порушень стійкості стінок свердловини, представлених глинистими породами з різним ступенем вологості, рекомендує встановлювати ванну на основі силікату натрію (рідке скло) з регульованим показником фільтрації. Силікатну ванну використовували під час буріння свердловини СГ-1 (Аралсор, Республіка Казахстан) на малосилікатному розчині, що виключало необхідність розділення ванни буферною рідиною. Для ліпшого змішування ванни після її використання з буровим розчином його пропускали через гідравлічну мішалку. Через три цикли циркуляції ванна повністю змішалась із буровим розчином, що забезпечило дообробку розчину силікатом натрію.

Спочатку використовували ванну об'ємом 8 м³, яка вміщувала 10% силікату натрію і 2% КМЦ-600 (інше вода), перед підйомом з глибини 6429 м. Ванною заповнювали стовбур свердловини в зоні нестійких глин і витримували 72 год, що було пов'язано з ремонтними роботами.

Ефективність ванни визначали на основі доходження інструменту до вибою і вмісту шламу в буровому розчині при бурінні. В подальшому через кожні 3—4 рейси закачували ванну об'ємом 5—6 м³, що стабілізувало стовбур і забезпечило успішний спуск 127-мм хвостовика в свердловину на глибину 6806 м, пробурену долотами діаметром 141 мм.

Застосовують також рецептури ванн на основі хлористого кальцію та полімерів.

Зміцненню гірських порід сприяє *штучна кольматація* стінок свердловин, технологію використання якої описано у розділі 8.2.6.

Інші способи зміцнення глинистих порід, наприклад, за допомогою термітних сумішей, після згоряння яких у стінках свердловини утворюється міцна керамічна труба, не доведені до промислового використання в глибокому бурінні.

Попередження втомного руйнування гірських порід у стінках свердловини забезпечується цілеспрямованим використанням комплексу заходів для зміцнення порід та керуванням їх напруженого стану.

До основних технологічних факторів, які впливають на втомну стійкість стінок свердловини, належать:

вибір типу бурового розчину та його властивостей;

керування гідро- і термодинамічною ситуацією у свердловині під час виконання різних технологічних операцій;

використання спеціальних способів зміцнення гірських порід в стінках свердловини;

контроль гідродинамічних імпульсів на небезпечний переріз стовбура свердловини та ін.

Механізм втомного руйнування гірських порід у стінках свердловини зумовлений циклічною зміною гідродинамічних і термічних навантажень та їх впливом на зменшення міцності порід. Принципи вибору основних технологічних факторів (тип і властивості бурового розчину, керування гідро- і термодинамічною ситуацією в свердловині) для попередження втрати стійкості свердловин, які розглянуті вище, відповідають також тенденції попередження втомного руйнування порід. Тому нижче основну увагу приділено контролю кількості гідродинамічних імпульсів у процесі буріння свердловини, що дає змогу у певних геолого-технологічних умовах оцінити їх критичне значення, перевищення якого призводить до втомного руйнування порід в небезпечному перерізі стовбура свердловини.

Загальну кількість n імпульсів, що діє на небезпечний (з позицій втрати втомної міцності) переріз стовбура свердловини в процесі буріння, визначають із виразу

$$n = n_{\text{сп}} + n_{\text{т}} + n_{\text{н}} + n_{\text{а}}, \quad (8.160)$$

де $n_{\text{сп}}$ — кількість імпульсів під час проведення СПО безпосередньо в процесі буріння;

$n_{\text{т}}$ — кількість імпульсів під час нарощування бурильної колони;

$n_{\text{н}}$ — кількість імпульсів під час запуску бурових насосів безпосередньо в процесі буріння;

$n_{\text{а}}$ — кількість імпульсів під час проведення спеціальних робіт у свердловині (кріплення, ліквідація ускладнень і аварій тощо).

Нехай L_* — глибина небезпечного перерізу стовбура свердловини, а $L_k > L_*$ — глибина, для якої слід визначити кількість n гідродинамічних імпульсів. Розділимо інтервал стовбура свердловини $[L_*, L_k]$ на пачки однакової буримості з межами $L_*, L_1, L_2, \dots, L_k$, а середню проходку на долото, наприклад, в інтервалі $[L_{i-1}, L_i]$, позначимо через h_i . Прийmemo, що під час спуску або підйому однієї свічки виникає один імпульс. Тоді кількість гідродинамічних імпульсів, яку сприйняв небезпечний переріз при СПО, визначають за формулою

$$n_{\text{сп}} = \sum_{i=1}^k \frac{(L_{i-1} + L_i)}{l_c} m_i, \quad (8.161)$$

де l_c — довжина свічки бурильних труб;

$m_i = (L_i - L_{i-1})/h_i$ — кількість довбань в інтервалі $[L_{i-1}, L_i]$.

Гідродинамічні імпульси під час нарощування бурильної колони і запуску бурових насосів є взаємозв'язаними величинами. Їх кількість обчислюють за формулою

$$n_{\text{т}} + n_{\text{н}} = \sum_{i=1}^k \left[\frac{3(L_i + L_{i-1})}{l_{\text{т}}} + m_i \right], \quad (8.162)$$

де $l_{\text{т}}$ — довжина однієї труби.

Тут прийнято, що під час нарощування виникає три імпульси (підйом, спуск і запуск насоса).

Величину $n_{\text{а}}$ можна підрахувати звичайним способом при обробці фактичного матеріалу з використанням формул (8.161) і (8.162), а для прогнозних розрахунків її задають залежно від ступеня ускладненості умов буріння в певному районі.

Тоді загальну кількість імпульсів на небезпечний переріз стовбура свердловини визначають за формулою (8.160) з урахуванням формул (8.161) і (8.162)

$$n = n_a + \sum_{i=1}^k m_i \left(\frac{L_{i-1} + L_i}{l_c} + \frac{3h}{l_r} + 1 \right). \quad (8.163)$$

Величини, що складають формули (8.161)–(8.163) заокруглюють до цілих.

Методику розрахунку кількості гідродинамічних імпульсів у процесі буріння свердловин можна використовувати для узагальнення промислового матеріалу з метою оцінки критичної кількості n_* гідродинамічних імпульсів, після перевищення якого виникають осипання і обвалювання стінок свердловини. Такі оцінки критичної кількості n_* імпульсів дають змогу здійснювати контроль процесу буріння для попередження втомного руйнування стінок свердловини, в тому числі і на етапі проектування спорудження свердловини. В цьому випадку прогноз фактичної кількості імпульсів здійснюють на основі інформації, яка використовується в наряді на спорудження свердловини. Це дає змогу скоректувати процес буріння (уточнення глибин спуску обсадних колон, використання безопорних доліт і т.ін.) таким чином, щоб фактична кількість гідродинамічних імпульсів була менша за критичну.

Приклад 8.20. У процесі буріння свердловин на Ставрополлі виникали обвали переважно після спуску кондуктора в інтервалах залягання білої світи хадумського горизонту та інших стратиграфічних підрозділів, які залишались певний час неперекритими обсадною колоною. Причому обвалювання стінок свердловини, як правило, спостерігались не зразу після розкриття цих відкладів, а через деякий час. У табл. 8.41 наведено вихідні дані і результати розрахунку критичної кількості гідродинамічних імпульсів за формулою (8.163). При розрахунках кількість пачок однакової буримості була прийнята рівною одиниці, а величина n_a — нулю.

Таблиця 8.41

Оцінка критичної кількості гідродинамічних імпульсів

Свердловина	Стратиграфічний підрозділ	Інтервал ускладнень, м	Вибій на початок ускладнення L_k , м	Середня проходка на долото h , м	Кількість довань m_i	Критична кількість імпульсів n_*
1-Журавсько-Північна	Хадумський горизонт (біла світа)	1945—2072	2714	18,75	41	5450
3-Журавсько-Північна	Майкопські відклади (біла світа)	1900—2190	2820	22,0	42	5700
1-Наріманська	Те саме	1800—1948	3025	32,2	38	5390
1*-Наріманська	—"	1800—2000	3517	38,1	42	6600
3-Александрівська	—"	1504—1655	3250	40,6	43	6130
1-Китаївська	Майкопські відклади (хадумський горизонт)	1392—2327	3050	43,6	38	5140

* Другий стовбур.

За даними табл. 8.41, критична кількість гідродинамічних імпульсів знаходиться в межах 5140—6600. Двостороння оцінка середнього значення n_* з ймовірністю надійності 0,95 становить 5735 ± 567 . Це достатньо обґрунтовано підтверджує причину обвалів стінок свердловини. Для попередження втомного руйнування стінок свердловини слід спланувати процес буріння таким чином, щоб забезпечити кількість гідродинамічних імпульсів на інтервал ускладнень менше за 5100.

Критична кількість n_* гідродинамічних імпульсів залежить від багатьох факторів геологічного і технологічного характеру. Тому точніший і достовірніший аналіз промислового матеріалу зв'язаний з побудовою статистичних моделей прогнозу n_* залежно від основних впливових факторів:

- геостатичного тиску;
- гідростатичного тиску (пластового або порового);

кривизни свердловини;
типу бурового розчину;
показника фільтрації та ін.

Цю задачу розв'язують за допомогою статистичних методів аналізу даних (кореляційний, дисперсійний, коваріаційний і регресійний аналізи, методи розпізнавання образів).

В.С. Войтенко пропонує **метод зменшення швидкості звуження стінок свердловини шляхом видалення гірської породи з граничної зони**, яка за його гіпотезою формується у пристовбурній зоні пласта внаслідок нерівноважного поля напружень. Породи в цій зоні можуть характеризуватися повним спектром непружних деформацій — від крихкого руйнування до в'язкопластичної течії. Внаслідок макро- і мікротріщиноутворень породи збільшуються в об'ємі і переміщуються в стовбур свердловини. При цьому напруження в граничній зоні зменшуються, що призводить до розрядки пружної енергії пласта. В певних умовах розрядка пружної енергії може супроводжуватися «вистрілюванням», осипанням і обвалюванням порід. В.С. Войтенко вважає, що ймовірність таких явищ підвищується з глибиною свердловини, збільшенням механічної швидкості проходки і порових тисків.

Якщо із граничної зони заздалегідь видалити «надлишковий» об'єм породи, то, не обважнюючи буровий розчин, свердловину можна поглиблювати без ускладнень. Реалізація методу потребує проведення попередніх промислових досліджень.

За результатами повторної кавернометрії оцінюють швидкість звуження стінок свердловини. Перше вимірювання проводять після акуратної проробки і промивки стовбура свердловини в інтервалі залягання пласта, а повторне — через деякий час t , протягом якого свердловина знаходиться в стані спокою. Швидкість звуження обчислюють за формулою

$$v_c = (D_1 - D_2) / 2t,$$

де D_1 , D_2 — діаметри стовбура свердловини за результатами відповідно першого і другого вимірювань.

Для оцінки межі текучості σ_t пластичної породи стовбур свердловини в інтервалі звуження проробляють і промивають. Потім бурильну колону піднімають на безпечну відстань, закривають превентор і підвищують тиск із розрахунку на 5—10% вище за початковий тиск на пластичні породи, витримують свердловину в стані спокою на час, що відповідає тривалості довбання. Після цього бурильну колону спускають в інтервал ускладнення. Якщо при цьому спостерігатимуться посадки, то описані роботи повторюють доти, поки після чергового підвищення тиску звужень стовбура свердловини не буде виявлено. Межу текучості оцінюють за формулою

$$\sigma_t = \sqrt{3}(p_t - p'_c),$$

де p_t , p'_c — відповідно геостатичний тиск і тиск у свердловині, за якого забезпечується стійкість пластичних порід.

За формулою (8.126) оцінюють радіус R_n граничної зони пласта, а за формулою (8.128) можна оцінити пластичну в'язкість порід (для умов проведення повторної кавернометрії).

Об'єм породи, що підлягає видаленню, розраховують за формулою

$$V_B = \pi h(m - 1)(R_n^2 - R_c^2),$$

де $m = 1,05 \dots 1,15$ — коефіцієнт розпушення (збільшення) об'єму гірської породи при переході в граничний стан.

Потім оцінюють технологічну можливість видалення розрахункового об'єму породи V_B і економічну доцільність.

Для видалення породи із зони звуження стовбура можна використовувати механічні і гідравлічні розширювачі різного типу.

Для розбурювання сольових і глинистих відкладів великої товщини в окремих випадках, на думку В.С. Войтенка, доцільно використовувати **метод керування каверноутворенням**. Попередження пластичних деформацій стінок свердловини і каверноутворень у таких відкладах зв'язано з використанням спеціальних типів бурових розчинів з високою густиною, що у певних умовах може призвести до інших ускладнень і є економічно недоцільним.

Метод ґрунтується на керуванні швидкістю v_k каверноутворень для забезпечення потрібного діаметра свердловини. Якщо у розрізі свердловини містяться пластично текучі породи і поглинаючі горизонти, то в багатьох випадках буріння може бути успішним з виконанням умови $v_k \geq v_c$ (v_c — швидкість звуження стінок свердловини). Розбурювання сольових відкладів можна здійснювати за допомогою випереджувального стовбура. Наприклад, для буріння під обсадні колони діаметром 219 та 245 мм замість доліт діаметром 269,9 та 295,3 мм використовують долота діаметром 190,5 та 215,9 мм.

Умови використання каверноутворень

$$D_c < 2D_3;$$

$$D_c \geq D_m + 2\Delta_m,$$

де D_c — діаметр свердловини з урахуванням кавернозності;

D_3 — діаметр замка бурильної труби;

D_m — діаметр муфти обсадної труби;

Δ_m — технологічний зазор між муфтою і стінкою свердловини.

Перша умова попереджує встановлення бурильних труб у два ряди у разі можливої подвійної полонки бурильної колони, а друга виключає необхідність розширення стовбура перед спуском обсадної колони.

Розроблена В.С. Войтенком методика керування каверноутворенням ґрунтується на використанні промислових і лабораторних даних щодо швидкості природного каверноутворення і розчинення порід при їх розбурюванні, враховує в'язкопластичні деформації стінок свердловин відповідно до формули (8.128). Швидкість розчинення солей в стінках свердловини регулюють підтриманням їх відповідної концентрації в буровому розчині (дозованим введенням прісної води). Реалізація методики потребує систематичного (через 50—60 діб) контролю діаметра стовбура свердловини.

Метод керування каверноутворенням було використано в процесі буріння свердловин у сольових відкладах Прип'ятської западини. Одержані результати показали, що застосування доліт менших розмірів і бурових розчинів з меншою густиною за такої технології підвищує механічну і комерційну швидкості буріння та знижує вартість спорудження свердловини.

8.4.6. ПОПЕРЕДЖЕННЯ І ЛІКВІДАЦІЯ ЖОЛОБІВ

Профілактика жолобоутворень у процесі буріння свердловин полягає передусім у попередженні локальних викривлень вертикальних свердловин, а також у зменшенні кількості СПО. В окремих випадках, наприклад, при бурінні ПСС, використовують заходи, пов'язані із коректуванням конструкції свердловини. Так, інтервал набору кривизни практикують перекривати проміжною обсадною колоною або кондуктором. На жолобоутворення впливають також властивості бурового розчину і наявність у ньому мастильних домішок.

Попередження локальних викривлень стовбура свердловини ґрунтується на використанні спеціальних КНБК та контролі за технічним станом свердловини (профілометрія, інклінометрія). «ВНИИКРнефть» рекомендує в інтервалах можливих жолобоутворень перший замір профілеміром здійснювати після 500 м буріння нижче глибини спуску обсадної колони, а потім через 200—300 м буріння.

Г.Г.Семак і Р.С.Яремійчук на основі промислових досліджень для попередження локальних викривлень стовбура свердловини рекомендують використовувати спіральні наддолотні калібратори з довжиною калібрувальної поверхні 0,75—0,90 м (для доліт діаметром 295,3 мм). Калібратори доцільно встановлювати безпосередньо над долотом, тобто без наддолотного перехідника.

Для попередження жолобоутворень І.П. Пустовойтенко рекомендує використовувати ексцентричні наддолотні перехідники (рис. 8.67). Використання ексцентричного перехідника запобігає набору кривизни і збільшує діаметр свердловини. Наприкінці буріння стовбур свердловини звичайно на 10—25 мм більший за діаметр долота. Компонівка з ексцентричним

перехідником сприяє поліпшенню калібрування стовбура свердловини завдяки підвищенню притискної сили долота до стінки свердловини.

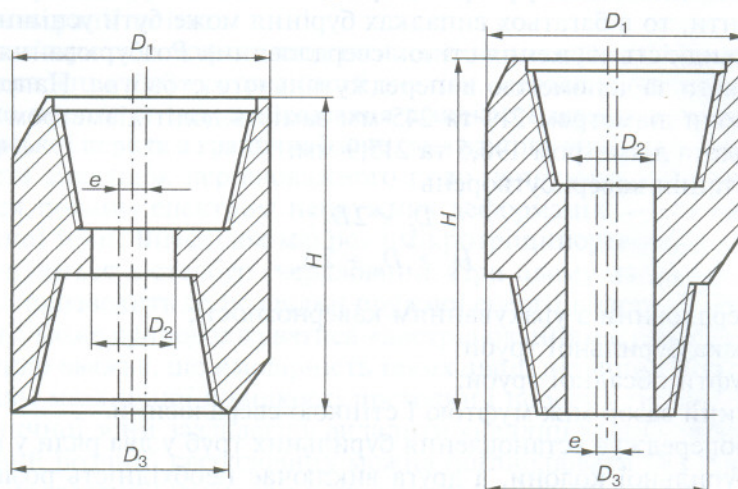


Рис. 8.67. Схема ексцентричного наддолотного перехідника

У табл. 8.42 наведена технічна характеристика ексцентричного наддолотного перехідника для доліт великого діаметра і рекомендовані діаметри ОБТ, які встановлюють над перехідником. Типорозміри верхньої та нижньої різьб перехідника такі самі, як для доліт і ОБТ.

Таблиця 8.42

Характеристика ексцентричного перехідника

Діаметр долота, мм	Розміри перехідника, мм					Ефективний діаметр перехідника, мм	Рекомендований діаметр ОБТ, мм
	D_1	D_2	D_3	H	e		
269,9	203	80—90	178	450	25	248	178
295,3	229	90	203	450	26	275	203
320,0	245	90	229	450	16	290	229
320,0	254	90	229	500	25	299	229
349,7	273	100	245	600	28	325	254
393,7	299	100	273	600	26	359	279
490,0	324	100	299	600	25	418	279

Ефективним заходом для попередження жолобоутворень є використання компоновок з ексцентричними стабілізаторами, а також багатоопорних КНБК (див. розділи 5.5.3; 5.5.4, том 3).

При бурінні вертикальних свердловин в інтервалі використання одного розміру долота компоновка бурильного інструменту має бути постійною.

Якщо під час підйому бурильної колони двічі підряд спостерігалися затягування інструменту, причому інтенсивність їх збільшувалася порівняно з попереднім підйомом, то це свідчить про утворення жолоба. Слід провести профілометрію незакріпленого інтервалу стовбура для визначення інтервалу утворення жолоба і вжити заходів для його ліквідації.

Основним заходом для ліквідації жолобних виробок вважається проробка інтервалу спеціальними КНБК.

І.П. Пустовойтенко рекомендує проводити проробку від низу обсадної колони до підосви жолобу долотом із встановленим над ним шарошковим розширювачем. Необхідність повної проробки відкритого стовбура свердловини зумовлена профілактикою заклинювання більш жорсткої КНБК. Якщо ця проробка виключає затягування бурильного інструменту під час підйому, то її повторюють у подальшому через два-три рейси.

За рекомендаціями Ю.М.Гержберга, проробку жолоба ефективно проводити КНБК із ексцентричними радіально-пружними пристроями (рис. 8.68). Компонівка складається з долота 1, ексцентричного радіально-пружного пристрою 2 з ріжучими 5 і пружними 6 елементами, турбобура 3 і центратора 4. Ексцентриситет, тобто різницю між найбільшим радіусом пристрою і радіусом долота, приймають рівним 8—12 мм. У процесі роботи долото здійснює планетарний рух: обертання навколо власної осі забезпечується турбобуром, а навколо осі свердловини — ротором із низькою частотою.

Центратор над турбобуром встановлюють за діаметром долота 393,7 мм і більше.

Збільшення діаметра свердловини в зоні проробки залежить від швидкості подачі інструменту і частоти обертання КНБК. Компонівка з ексцентричним радіально-пружним пристроєм ефективна у ситуаціях, коли доцільною є проробка стовбура з використанням звичайних калібраторів, оскільки її застосування попереджує можливі підклинювання, зависання і прихвати.

Для проробки інтервалів жолобних виробок можна використовувати таку компоновку:

пікоподібне долото меншого (щодо стовбура свердловини) діаметра;

ОБТ;

чотирилопатевий спіральний центратор, діаметр якого в 1,1—1,25 раза більший за ширину жолоба, але менший за номінальний діаметр свердловини;

лопатевий або шарошковий розширювач;

бурильні труби.

Проробку жолоба контролюють за об'ємом шламу, що виноситься із свердловини, і крутним моментом на роторі. Під час проробки стовбур свердловини промивають з максимально можливою продуктивністю бурових насосів за незначної швидкості подачі інструменту. Результативність операції перевіряють за даними профілеметрії.

Для проробки інтервалів стовбура свердловини з жолобами використовують також гідравлічні розширювачі.

За відсутності зумпфа достатньої довжини нижче жолоба і наявності великого кута викривлення руйнування жолобів можна здійснювати вибухом гнучких торпед або торпед із детонувального шнура. Торпедують інтервали, які за даними профілеметрії характеризуються наявністю прихватонебезпечних жолобів і виявляються інтенсивними затягуваннями і посадками. Максимальна довжина торпед досягає 30 м, потужність — до 3 кг вибухових речовин на 1 м. Інколи для ліквідації жолоба потрібно зробити 2—3 вибухи. Після кожного вибуху стовбур свердловини проробляють.

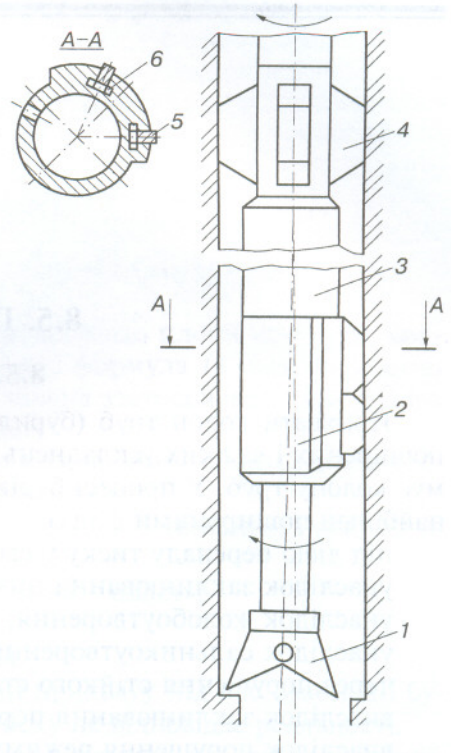


Рис. 8.68. Схема КНБК для проробки жолобів