

надійності ε знаходиться не менше ніж частка $\beta = 1 - \alpha^*$ всієї нормальної сукупності. Якщо істинні значення математичного сподівання $\overline{\text{grad}}[p]$ і дисперсії σ^2 невідомі, нижню границю оцінюють так:

$$\text{grad}^*[p] = \overline{\text{grad}}[p] - S b_{n,\varepsilon;\beta},$$

де $b_{n,\varepsilon;\beta}$ — толерантний множник, який визначають за спеціальними таблицями математичної статистики.

Тоді з імовірністю надійності $\varepsilon = 0,95$ обмеження при $\alpha^* = 0,1$ ($\beta = 0,9$) становить:

приклад 8.4 — $\text{grad}^*[p] = 1,60 \cdot 10^4$ Па/м;

приклад 8.5 — $\text{grad}^*[p] = 1,83 \cdot 10^4$ Па/м.

У табл. 8.7 і 8.10 наведено також обмеження при $\alpha^* = 0,05$, тобто $\beta = 0,95$.

8.2.6. ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОГЛИНАНЬ ПРИ БУРІННІ

Профілактика поглинань при бурінні забезпечується комплексом заходів, до яких належать:

вибір раціональної конструкції свердловини;

регулювання технологічних властивостей бурових розчинів;

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

цілеспрямована зміна характеристик поглинаючого пласта.

Формально умову попередження поглинань визначають у загальному випадку нерівністю

$$\text{grad } p_j(z_i) \leq \text{grad}^*[p(z_i)], \quad i = \overline{1, N}, \quad (8.55)$$

де $\text{grad } p_j(z_i)$ — градієнт гідравлічного тиску в довільному перерізі z_i відкритого стовбура свердловини під час виконання j -ї технологічної операції;

N — кількість небезпечних перерізів відкритого стовбура свердловини.

Технологія буріння, за якої виконується умова (8.55), найбільш раціональна, але її реалізація не завжди технічно здійснима і технологічно можлива, що зумовлено зміною гірничогеологічних характеристик розрізу і можливістю виникнення інших ускладнень. Нижче наведено основні *методи попередження поглинань*, які умовно розділені на три групи:

регулювання властивостей бурових розчинів;

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

зміна характеристик поглинаючого пласта.

Вибір заходів для попередження поглинань, як впливає з умови (8.55), визначають обмеженнями $\text{grad}^*[p]$ на градієнт гідравлічного тиску і конкретними геолого-технологічними умовами буріння. Це завдання вирішують, в основному, на етапі проектування спорудження свердловини і коректують на етапі керування.

Регулювання властивостей бурових розчинів, а саме: густини і реологічних показників, — один із найважливіших заходів для попередження поглинання в процесі буріння.

Густина бурового розчину визначає тиск на поглинаючий пласт. У процесі розкриття потенційно можливої зони поглинання потрібно використовувати бурові розчини з мінімально можливою густиною, яка визначається умовами попередження флюїдопроявів і порушень цілісності стінок свердловини за гідравлічними причинами та задовольняє умову попередження поглинання (8.55) під час виконання основних технологічних операцій.

Густину бурового розчину регулюють вибором його типу, зміною вмісту дисперсної фази та її різновиду, а також шламу. Вибір способу регулювання густини визначають її потрібним значенням (див. розділ 3.3, том 2).

У разі використання розчинів із низьким вмістом твердої фази в процесі буріння слід забезпечити якісну очистку від вибуреної породи. В деяких випадках збільшення густини бурового розчину може бути зумовлене переходом частини вибуреної породи в активну тверду фазу. Відновити густину можна розбавленням бурового розчину водою з уведенням

відповідних реагентів. Об'єм води V_1 , віднесений до одиниці об'єму розчину, для зменшення густини від ρ_1 до ρ визначають за формулою

$$V_1 = (\rho_1 - \rho) / (\rho - \rho_v),$$

де ρ_v — густина води.

Для зменшення тиску на поглинаючий пласт можна застосовувати спосіб буріння з використанням двох розчинів: більш легкого — для буріння і обваженого — для підйому і спуску бурильної колони з метою попередження проявів. Досвід застосування останнього способу на площах колишнього об'єднання «Грознефть» (Росія) показав його ефективність під час проходки поглинаючих пластів.

Якщо для попередження поглинання потрібні бурові розчини з густиною меншою, ніж густина води, доцільно використовувати аеровані розчини. Потрібний об'ємний вміст φ_0 газу за тиску на гирлі свердловини p_0 для одержання із вихідного бурового розчину густиною ρ аерованого, що забезпечує в статичних умовах заданий тиск p_3 на пласт, оцінюють за формулою

$$\varphi_0 = \left[1 + \frac{p_0 \ln(p_3/p_0) - \rho_{r0} g z}{p_0 + \rho g z_n - p_3} \right]^{-1},$$

де ρ_{r0} — густина газу за тиску p_0 і середньої температури в інтервалі від гирла до глибини z_n пласта.

На практиці вміст газу оцінюють ступенем аерації, тобто відношенням об'ємної витрати газу за нормальних умов до об'ємної витрати рідини. Остання має забезпечувати винос вибуреної породи.

Аеровані бурові розчини можна отримати за допомогою компресорного або безкомпресорного способу. Використання компресорного способу дає змогу одержати буровий розчин з високим ступенем аерації і навіть піни. Стійкість аерованого розчину підвищують із допомогою поверхнево-активних речовин (ПАР).

Безкомпресорний спосіб одержання аерованого розчину може бути реалізований шляхом насичення бурового розчину повітрям безпосередньо в нагнітальній лінії або попередньою аерацією. Цей спосіб використовують для незначного зменшення густини, що обмежує область його застосовності (звичайно до глибини 500—1000 м).

У першому випадку використовують різні ежекторні пристрої (рис. 8.11, а), принцип роботи яких полягає у використанні ефекту зниження тиску в камері змішування внаслідок швидкісного напору і надходження повітря з атмосфери або ресивера (рис. 8.11, б).

У другому випадку аерацію розчину можна здійснювати за допомогою піноутворювачів (сульфіт-спиртова барда (ССБ), конденсована сульфит-спиртова барда (КССБ) та ін.) або шляхом інтенсивного перемішування бурового розчину в глиномішалці, приймальних резервуарах і т. ін. Спінений буровий розчин подають буровими насосами в свердловину, що можливо за низького ступеня аерації.

Вибір напрямку регулювання реологічних властивостей бурового розчину визначається можливими причинами виникнення поглинання. У разі виникнення поглинань унаслідок розкриття природних тріщин або утворення штучних тріщин стратегія попередження поглинань має ґрунтуватися на

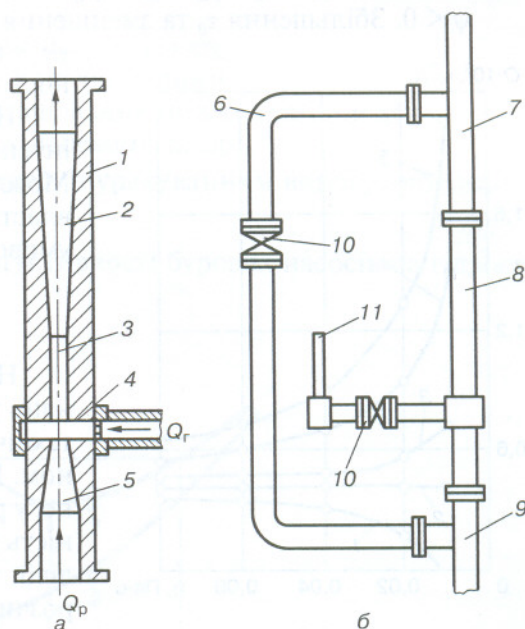


Рис. 8.11. Схема ежектора для аерації бурового розчину (а) і схема його підключення в маніфольді (б):

- 1 — корпус; 2 — дифузор; 3 — камера змішування; 4 — герметизувальний вузол; 5 — насадка; 6, 7 — обхідна і відвідна лінії маніфольда; 8 — ежектор; 9 — підвідна лінія маніфольда; 10 — засівка; 11 — підвідна лінія від компресора

зменшенні тиску в свердловині під час виконання різних технологічних операцій. Це означає, що слід використовувати бурові розчини з низькими показниками реологічних властивостей. У разі розкриття поглинаючого пласта з відкритими тріщинами стратегію попередження поглинання слід будувати на умові зменшення інтенсивності поглинань.

В останньому випадку якісні висновки можна отримати на основі розв'язку задачі усталеної взаємодії в процесі промивання свердловини і пласта, представленого системою плоских тріщин з постійним перерізом. Інтенсивність поглинання в умовах ламінарного режиму течії в'язкопластичної рідини в затрубному просторі вертикальної свердловини виначають виразом

$$Q = \frac{1}{1 + A/a_{\text{зп}} z_{\text{п}}} \left\{ Q_{\text{н}} + \frac{b_{\text{зп}}}{a_{\text{зп}} \eta} \left[\left(1 - \frac{B}{b_{\text{зп}} z_{\text{п}}} \right) \tau_0 + \frac{\rho g - \text{grad} p_{\text{п}}}{b_{\text{зп}}} \right] \right\}, \quad (8.56)$$

де $Q_{\text{н}}$ — продуктивність насосів;

$a_{\text{зп}}, b_{\text{зп}}$ — коефіцієнти опору під час течії в'язкопластичної рідини в затрубному просторі відповідно вище поглинаючого пласта згідно з формулою $\Delta p = (a_{\text{зп}} \eta Q + b_{\text{зп}} \tau_0) z_{\text{п}}$;

$A = 1/(\Gamma \eta)$.

Рівняння (8.56) дає змогу обґрунтувати рекомендації щодо регулювання реологічних властивостей бурового розчину для зменшення інтенсивності поглинання, які визначають величиною $\psi = 1 - B/(b_{\text{зп}} z_{\text{п}})$:

$\psi > 0$. Збільшення пластичної в'язкості η та зменшення ДНЗ τ_0 приводить до зменшення інтенсивності поглинання;

$\psi = 0$. Інтенсивність поглинання не залежить від τ_0 та зменшується при $\rho g > \text{grad} p_{\text{п}}$ із збільшенням η , а при $\rho g < \text{grad} p_{\text{п}}$ — із зменшенням η ;

$\psi < 0$. Збільшення τ_0 та зменшення η при $\psi \tau_0 + (\rho g - \text{grad} p_{\text{п}})/b_{\text{зп}} < 0$ або збільшення η при $\psi \tau_0 + (\rho g - \text{grad} p_{\text{п}})/b_{\text{зп}} > 0$ приводять до зменшення інтенсивності поглинання.

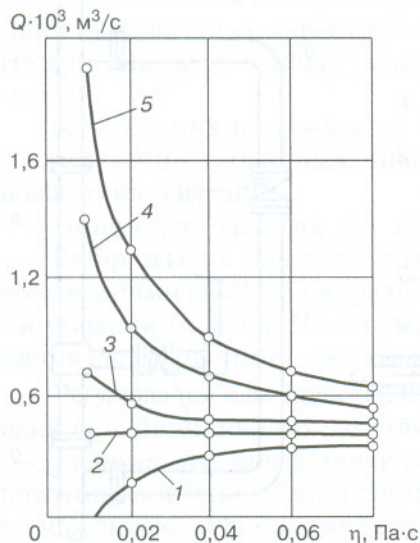


Рис. 8.12. Вплив пластичної в'язкості на інтенсивність поглинання для випадку $\psi < 0$ при $\text{grad} p_{\text{п}} \cdot 10^{-4}$, Па/м:

1 — 1,18; 2 — 1,16; 3 — 1,15;
4 — 1,12; 5 — 1,09 ($z_{\text{п}} = 1000$ м;
 $A = 48 \cdot 10^{14}$ м³; $B = 2,4 \cdot 10^5$;
 $a_{\text{зп}} = 47880$ м⁻⁴; $b_{\text{зп}} = 54,8$ м⁻¹;
 $Q_{\text{н}} = 0,025$ м³/с; $\rho = 1200$ кг/м³;
 $\tau_0 = 5$ Па)

На рис. 8.12 показаний вплив пластичної в'язкості на інтенсивність поглинання за різного пластового тиску. Можливість ліквідації поглинання шляхом регулювання властивостей (ρ , η , τ_0) бурового розчину визначається умовою

$$Q_{\text{н}} + \frac{b_{\text{зп}}}{a_{\text{зп}} \eta} [\psi \tau_0 + (\rho g - \text{grad} p_{\text{п}})/b_{\text{зп}}] \leq 0. \quad (8.57)$$

Нерівність (8.57) пояснює причини ліквідації поглинань у тріщинних пластах під час переходу з промивання технічною водою на промивання легким буровим розчином. Гідродинамічне пояснення такого результату очевидне: у разі промивання технічною водою ($\psi \tau_0 = 0$) інтенсивність поглинання визначають із виразу (8.56) при додатній лівій частині (8.57); у разі промивання легким глинистим розчином при $\psi < 0$ виконується умова (8.57).

Складається враження, що для випадку розкриття тріщинного пласта, який має гідродинамічний зв'язок зі свердловиною, вибір напрямку регулювання реологічних властивостей бурового розчину досить складний. Проте в багатьох випадках величину ψ з достатнім ступенем надійності можна оцінити апіорно, оскільки $z_{\text{п}}$ та $b_{\text{зп}}$ відомі, а параметр B може бути оцінений за даними раніше пробурених свердловин.

Керування гідродинамічною ситуацією у свердловині під час проведення різних технологічних операцій зводиться до виконання умови (8.55). Для основних операцій буріння цю умову можна спростити:

$$p_j(z_i) \leq z_i \text{grad}^*[p(z^*)], z_i \in [z_k, z^*], \quad (8.58)$$

де $z^* \in [z_k, z]$ — найнебезпечніший (з найменшим значенням $\text{grad}^*[p]$) переріз для поточної глибини z ;

z_k — глибина спуску обсадної колони.

Це спрощення справедливе у разі заповнення свердловини однорідною рідиною.

Комплекс профілактичних заходів для виконання умови (8.55) або (8.58) достатньо широкий. Він охоплює регулювання властивостями бурових розчинів, вибір способу буріння і компоновки низу бурильного інструменту, а також керування швидкостями проведення технологічних операцій, використання проміжних промивок і т. ін. Реалізація більшості заходів не завжди можлива, оскільки їх призначають з інших технологічних міркувань. Тому основна увага приділятиметься керуванню швидкостями проведення технологічних операцій.

Під час *механічного буріння* тиск на глибині z^* визначається гідростатичним тиском бурового розчину з частинками вибуреної породи та гідравлічним опором у затрубному просторі

$$p_1(z^*) = \rho g z^* + \sum_i \frac{(\rho_n - \rho) g v_m f_b \Delta z_i}{Q_n - v_0 f_{\text{зп}i} - Q} + \sum_i \Delta p_i (Q_n - Q), \quad (8.59)$$

де ρ_n — густина розбурюваних порід;

v_m — механічна швидкість буріння;

f_b — розбурювана площа вибою свердловини;

$\Delta z_i, f_{\text{зп}i}$ — відповідно довжина та площа i -го кільцевого зазору;

v_0 — швидкість осідання вибурених частинок у потоці рідини;

Q — інтенсивність поглинання в пластах, розташованих нижче глибини z^* ;

$\Delta p_i (Q_n - Q)$ — гідравлічні втрати тиску в i -му кільцевому зазорі.

Формула (8.59) записана для усталеного процесу з урахуванням виносу вибуреної породи $Q_n > \max_i (v_0 f_{\text{зп}i} + Q)$.

На рис. 8.13 показаний характер впливу продуктивності бурових насосів на гідродинамічний тиск під час механічного буріння.

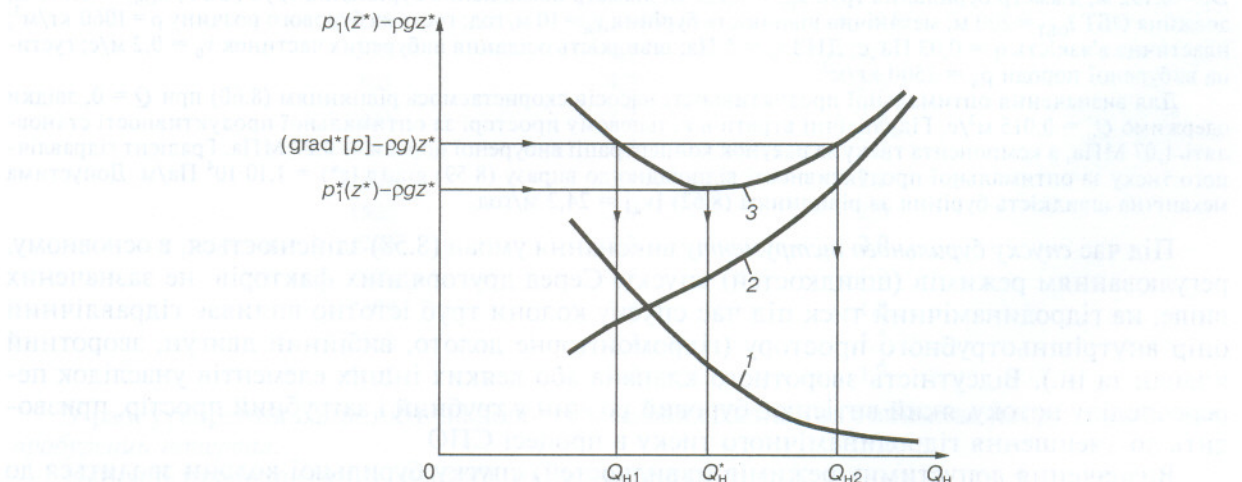


Рис. 8.13. Вплив продуктивності бурових насосів на гідродинамічний тиск під час механічного буріння:
1 — компонента тиску за рахунок концентрації вибуреної породи; 2 — гідравлічні втрати в затрубному просторі; 3 — сумарний тиск

Оптимальну продуктивність Q_n^* за умови мінімуму тиску на пласт визначають за допомогою числових методів із розв'язку рівняння

$$\min_{Q_n} \sum_i \left[\frac{(\rho_n - \rho) v_m f_a \Delta z_i}{Q_n - v_0 f_{зпi} - Q} + \Delta p_{зпi} (Q_n - Q) \right] \Rightarrow Q_n^*, \quad (8.60)$$

де $Q_n > \max_i (v_0 f_{зпi} + Q)$.

Для однорозмірного кільцевого зазору за умови ламінарної течії бурового розчину величину Q_n^* розраховують аналітично за формулою

$$Q_n^* = \sqrt{\frac{(\rho_n - \rho) g v_m f_b}{a_{зп} \eta}} + v_0 f_{зп} + Q. \quad (8.61)$$

Умова (8.58) з урахуванням виразу (8.59) визначає допустиму (з позицій попередження поглинання) область зміни продуктивності бурових насосів $[Q_{н1}, Q_{н2}]$ під час механічного буріння (рис. 8.13). Якщо умова попередження поглинання не може бути реалізованою (тобто $p_1(z^*) > z^* \text{ grad}[p(z^*)]$), можливим резервом у разі високих механічних швидкостей буріння є її обмеження. Допустиму механічну швидкість буріння визначають за формулою

$$[v_m] = \frac{(\text{grad}[p(z^*)] - \rho g) z^* - \sum_i \Delta p_{зпi} (\bar{Q}_n - Q)}{\sum_i \frac{(\rho_n - \rho) g f_b \Delta z_i}{\bar{Q}_n - v_0 f_{зпi} - Q}}, \quad (8.62)$$

де $\bar{Q}_n$ — вибрана продуктивність бурових насосів.

Важливим профілактичним заходом є також вимивання шламу із свердловини перед підйомом бурильного інструменту. Це забезпечує зменшення гідродинамічного тиску у свердловині під час спуско-підймальних операцій (СПО). Мінімальна тривалість промивки свердловини для вимивання шламу визначається формулою

$$t_b = \sum_i \frac{\Delta z_i f_{зпi}}{\bar{Q}_n - v_0 f_{зпi} - Q}. \quad (8.63)$$

Приклад 8.8. Розглянемо вибір профілактичних заходів для попередження поглинання під час механічного буріння.

Вихідні дані: глибина зони поглинання (небезпечного перерізу) $z^* = 2150$ м; обмеження на градієнт гідрравлічного тиску $\text{grad}[p(z^*)] = 1,12 \cdot 10^4$ Па/м; внутрішній діаметр технічної колони $D_1 = 0,278$ м; внутрішній діаметр хвостовика $D_2 = 0,2$ м; інтервал спуску хвостовика 586—1560 м; діаметр відкритого стовбура свердловини $D_2 = 0,192$ м; діаметр бурильних труб $d_{от} = 0,127$ м; діаметр обважнених бурильних труб (ОБТ) $d_{обт} = 0,146$ м; довжина ОБТ $l_{обт} = 200$ м; механічна швидкість буріння $v_m = 10$ м/год; густина бурового розчину $\rho = 1060$ кг/м³; пластична в'язкість $\eta = 0,03$ Па·с; ДНЗ $\tau_0 = 5$ Па; швидкість осідання вибурених частинок $v_0 = 0,2$ м/с; густина вибуреної породи $\rho_n = 2500$ кг/м³.

Для визначення оптимальної продуктивності насосів скористаємось рівнянням (8.60) при $Q = 0$, звідки одержимо $Q_n^* = 0,015$ м³/с. Гідрравлічні втрати в кільцевому просторі за оптимальної продуктивності становлять 1,07 МПа, а компонента тиску за рахунок концентрації вибуреної породи — 0,27 МПа. Градієнт гідрравлічного тиску за оптимальної продуктивності відповідно до виразу (8.59) $\text{grad} p_1(z^*) = 1,10 \cdot 10^4$ Па/м. Допустима механічна швидкість буріння за рівнянням (8.62) $[v_m] = 24,2$ м/год.

Під час спуску бурильного інструменту виконання умови (8.58) здійснюється, в основному, регулюванням режимів (швидкостей) спуску. Серед другорядних факторів, не зазначених вище, на гідродинамічний тиск під час спуску колони труб істотно впливає гідрравлічний опір внутрішньотрубного простору (гідромоніторне долото, вибійний двигун, зворотний клапан та ін.). Відсутність зворотного клапана або деяких інших елементів унаслідок перерозподілу потоку, який витісняє буровий розчин у трубний і затрубний простір, призводить до зменшення гідродинамічного тиску в процесі СПО.

Визначення допустимих режимів (швидкостей) спуску бурильної колони зводиться до встановлення для поточної глибини $z \in [0, z^*]$ таких режимів, які забезпечують виконання умови (8.58). Нижче глибини z^* використовують рекомендації, що одержані для глибини z^* .

Конкретну схему алгоритму розрахунку допустимих режимів (швидкостей) спуску колони труб у свердловину визначають процедурою обчислення максимальної зміни гідродинамічного тиску в процесі операції. В прикладі 8.9 наведено схему алгоритму на базі емпіричної формули В.І. Крилова (3.117) (див. розділ. 3.7.4, том 2). Цю схему можна застосовувати і для інших методик.

Приклад 8.9. На основі узагальнення експериментальних даних В.І. Крилов запропонував для розрахунку максимальної зміни тиску в процесі спуску колони труб у свердловину формулу

$$\Delta p_{\max} = \frac{4\tau_0}{D-d} + \lambda \frac{l}{D-d} \rho \frac{u_{\max}^2}{2},$$

де $u_{\max}$ — максимальна швидкість спуску колони труб;

λ — узагальнений коефіцієнт гідравлічного опору;

D, d — діаметри відповідно свердловини і колони труб;

l — довжина колони труб.

Для умов експериментів (об'єднання «Татнефть») коефіцієнт λ становить 0,030—0,035, в інших умовах він підлягає уточненню за результатами вимірювань.

Схему алгоритму розрахунку допустимих швидкостей спуску колони труб можна представити у такій послідовності.

1. Визначити допустимий перепад тиску на небезпечний переріз пласта $[\Delta p] = (\text{grad}[p] - \rho g)z^*$.
2. Прийняти $z = z_0$ (z_0 — початкова глибина для розрахунку швидкостей спуску).
3. Сформувати для глибини z масив кільцевих зазорів D_i, d_i та l_i ($i = \overline{1, k}, \sum l_i = z$).
4. Розрахувати $B = \sum l_i / (D_i - d_i)$.
5. Якщо $[\Delta p] - 4\tau_0 B \leq 0$, то перейти до кроку 12.
6. Визначити допустиму максимальну швидкість спуску $u_{\max} = \sqrt{2([\Delta p] - 4\tau_0 B) / (\rho \lambda B)}$.
7. Визначити за допомогою емпіричної формули, наприклад, за В.І. Криловим (при $u_{\max} \geq 0,7$ м/с, середню швидкість спуску $u_c = 1,206 \ln(u_{\max} / 0,531)$.
8. Видати рекомендації $z, u_{\max}, u_c$.
9. Прийняти $z = z + \Delta z$ (Δz — крок за глибиною свердловини для розрахунку швидкостей спуску).
10. Якщо $z \leq z^*$, то перейти до кроку 3.
11. Перейти до кроку 13.
12. Видати інформацію про можливість виникнення поглинання під час спуску колони труб.
13. Кінець.

Визначимо допустимі швидкості спуску бурильного інструменту в свердловину. Діаметри свердловини: інтервал 0—1000 м $D_1 = 0,225$ м; 1000—2000 м $D_2 = 0,222$ м; інтервал 2000—4000 м $D_3 = 0,220$ м. Компонівка бурильного інструменту: долото діаметром 215,9 мм; ОБТ діаметром 178 мм і довжиною 100 мм; ОБТ діаметром 146 мм і довжиною 25 мм; 127-мм бурильні труби — до гирла свердловини. Густина бурового розчину 1200 кг/м³, пластична в'язкість 0,02 Па·с; ДНЗ 5 Па. Глибина поглинаючого горизонту $z^* = 2500$ м з $\text{grad}[p] = 1,3 \cdot 10^4$ Па/м.

Результати розрахунків швидкостей спуску при $\lambda = 0,033$

z , м	$u_{\max}$, м/с	u_c , м/с
500	4,9	2,7
700	4,2	2,5
900	3,7	2,3
1100	3,4	2,2
1300	3,1	2,1
1500	2,9	2,0
1700	2,7	2,0
2100	2,5	1,9
2300	2,4	1,8
2500	2,2	1,7
4000	2,2	1,7

У разі утворення сальників на долоті і замкових з'єднаннях виникає потреба *проробити пробурений інтервал*.

Основні профілактичні заходи в цьому випадку:

періодичність відриву долота від вибою;

продуктивність насосів під час промивки;

швидкість подачі інструменту вниз у процесі проробки.

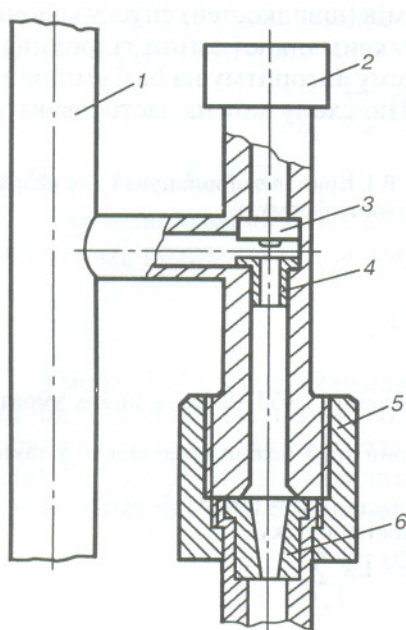


Рис. 8.14. Схема дросельно-перекривального пристрою із штуцером:

- 1 — викидна лінія;
- 2 — пневмоциліндр;
- 3 — клапан; 4 — сідло;
- 5 — накидна гайка;
- 6 — штуцер

З метою оцінки тиску на вибої p_b під час запуску бурових насосів А.Х. Мірзаджанзаде та інші дослідники рекомендують використовувати формули

$$p_b = p_0 + \rho g z + \frac{4z\theta}{D-d}; \quad (8.64)$$

$$p_b = p_0 + \rho g z + \rho c v, \quad (8.65)$$

де p_0 — тиск на гирлі свердловини;

θ — СНЗ;

c — швидкість поширення звуку у затрубному просторі свердловини;

v — середньооб'ємна швидкість руху рідини в затрубному просторі.

Формула (8.64) дає нижню оцінку тиску, яка відповідає повільному перекриттю пускової засувки, а формула (8.65) — верхню оцінку у разі миттєвого перекриття засувки.

Профілактичні заходи для запуску бурових насосів, як правило, зводяться до послідовного запуску бурових насосів з мінімальною продуктивністю та одночасним розходженням і (або) обертанням колони труб, що знижує СНЗ. У разі використання високотискотропних бурових розчинів застосовують проміжні промивки свердловини.

Для зниження пускових тисків В.І. Крилов, А.Н. Налімов і Н.І. Сухенко рекомендують в особливих ситуаціях встановлювати на викидній лінії штуцер (рис. 8.14). Діаметр штуцера вибирають залежно від потрібного пускового тиску p_n на насосах

$$d = \sqrt[4]{8\rho Q_n^2 / (\pi^2 \mu^2 p_n)},$$

де μ — коефіцієнт об'ємної витрати, який залежить від конфігурації штуцера.

Пускова засувка на лінії зі штуцером перекривається після відновлення циркуляції.

Зміна характеристик поглинаючого пласта охоплює використання наповнювачів для закупорювання каналів пласта, штучну кольматацію стінок свердловини та інші профілактичні заходи, які відіграють важливу роль у попередженні поглинань.

Залежно від умов буріння конкретної свердловини наповнювачі використовують як добавку до циркулюючого бурового розчину або у вигляді порційної закачки в зону поглинання зі спеціальною рідиною. Перший прийом реалізується з профілактичною метою перед розкриттям потенційної зони поглинання.

Наповнювачі є частинками твердих матеріалів різної форми і різних розмірів. Використовують наповнювачі таких різновидів:

волокнисті (кордне волокно, обрізки ниток та ін.);

лускоподібні (слюда, обрізки целофану та ін.);

зернисті (горіхова шкаралупа, керамзит, перліт, пісок, частинки гуми, пластмас і т.ін.).

Наповнювачі виготовляють із відходів виробництва. Як правило, кращі результати із закупорювання каналів поглинання одержують у разі сумісного використання різних наповнювачів. Закупорювальна здатність визначається також розмірами і формою частинок, їх вмістом у розчині, механічними характеристиками матеріалу. Основна вимога до наповнювачів — зменшення поперечного перерізу і закупорювання поглинаючих каналів пласта в зоні навколо свердловини. Кращою закупорювальною здатністю характеризуються частинки наповнювача, які з надходженням у пласт швидко набухають.

Відома низка пропозицій щодо створення набухаючих наповнювачів, але їх реалізація практично затруднена. Практикують обробку наповнювачів для поліпшення його технологічних характеристик. В окремих технологічних прийомах згустки пружнопластичного

матеріалу одержують фізико-хімічними методами (коагуляція, конденсація, формування новоутворень) на гирлі свердловини або (краще) у свердловині напроти поглинаючого пласта.

У наповнювачах, які використовують у бурових розчинах, не має бути розчинених речовин (у тому числі токсичних); вони мають зберігати міцність, перемішуватися з буровим розчином і утримуватися в його об'ємі. Менш жорсткі вимоги ставлять до наповнювачів, які використовують у твердіючих тампонажних сумішах.

Фірма «Bargoid» (США) розробила і постачає наповнювачі всіх трьох різновидів:

«Fibertex» — оброблені тростяні волокна. Наповнювач не гние, не забруднює буровий насос, забезпечує надійне закупорювання;

«Fibermix» — оброблена суміш волокнистих, мінеральних і текстильних матеріалів з деревною тирсою;

«Fiberseal» — оброблені волокнисті матеріали з відходів льону;

«Plug-Git» — оброблена міцна дерев'яна стружка. Наповнювач представлений крупними частинками з високою міцністю для забезпечення надійного закупорювання, не забруднює насос;

«Oil Patch» — оброблена горіхова шкаралупа, яка також поліпшує мастильні властивості бурового розчину;

«Jelflake» — подрібнена плівка з пластмаси. Частинки сортовані за розміром для забезпечення надійної закупорки різних каналів;

«Micatex» — спеціально приготовлені частинки слюди;

«Chip-Seal» — дрібно подрібнені оброблені органічні волокна.

Користується популярністю цілий ряд інших наповнювачів, що випускаються різними фірмами під такими назвами:

«Barc-Seal» — роздрібнена кора деревини;

«Basco Fiber» — роздрібнене волокно цукрової тростини;

«Basco Flake» — подрібнений целофан;

«Basco Mica» — подрібнена слюда;

«Basco Plug» — роздрібнена шкаралупа волоського горіха;

«Beet Pulp» — бурякова стружка, жом;

«Bella-Seal» — дрібно розщеплена деревна стружка;

«Oil Patch» — роздрібнена оброблена горіхова шкаралупа;

«Plastic Seal» — скловолокно;

«Ultra Seal» — волокнистий наповнювач зі скла та ін.

ВНДІБТ (ВАТ НВО «Буровая техника» — ВНИИБТ, м. Москва, Росія) розробив технологічні способи використання наповнювачів під час буріння. В табл. 8.13 наведений перелік добавок та їх раціональний вміст у буровому розчині. Наповнювач вводять поступово протягом двох-трьох циклів циркуляції.

Таблиця 8.13

Раціональні добавки деяких наповнювачів у буровий розчин

Наповнювач	Вміст, кг/м ³	
	турбінне буріння	роторне буріння
Тирса	—	20—100
Целофан	1—10	10—30
Слюда-луска	1—20	20—70
Кордне волокно	1—2	2—50
Шкіра-«горох»	1—5	5—70
Подрібнена гума з розміром частинок, мм:		
< 1	1—2	10—50
2—3	—	10—50
Керамзит розміром до 5 мм	—	5—50
Горіхова шкаралупа (2—8 мм)	—	10—50

У разі розкриття зон поглинання високої інтенсивності (60—100 м³/год) раціонально застосовувати комплекси із таких наповнювачів: целофану і слюди, полови зернових або технічних культур у суміші із гранульованими наповнювачами з різним розміром частинок.

Високою закупорювальною здатністю в малих об'ємах спеціальних рідин з підвищеною концентрацією наповнювачів характеризуються комплекси:

волокнисті та лускоподібні;

волокнисті та гранульовані;

гранульовані, волокнисті та лускоподібні (з розміром частинок у 2—3 рази меншим за розмір частинок гранульованого наповнювача).

Під час підбору комплексу наповнювачів у буровому розчині слід підтримувати раціональне їх співвідношення. Для гранульованих і пластинчастих наповнювачів вміст останніх має не перевищувати половину об'єму гранульованих. У комплексі волокнистих наповнювачів із гранульованими або пластинчастими доцільно використовувати рівні об'єми цих наповнювачів. Пружні гранульовані наповнювачі мають перевагу в комплексах, особливо для ізоляції тріщин із різним розкриттям. У разі використання пружних і жорстких наповнювачів рекомендується їх співвідношення за об'ємом від 2:1 до 3:1.

Під час розкриття зони поглинання з використанням наповнювачів треба застосовувати заходи для керування гідродинамічною ситуацією у свердловині. Якщо в процесі буріння виникло часткове поглинання, доцільно підвищити концентрацію наповнювача з одночасним зниженням гідродинамічного тиску на поглинаючий пласт (регулювання продуктивності бурових насосів, обмеження механічної швидкості буріння і т. ін.). Склад наповнювачів, що вводяться, визначають за результатами аналізу проб бурового розчину. Вміст наповнювачів звичайно підвищується за рахунок унесених у пласт.

У разі розкриття зони повного поглинання потрібно по можливості зменшити продуктивність бурових насосів і продовжити поглиблення свердловини. Якщо циркуляція не відновилася, доцільно в буровий розчин додати гранульований наповнювач з більшим розміром частинок, не змінюючи інші типи наповнювачів. Ступінь закупорювання поглинаючих каналів у процесі буріння можна оцінити за результатами періодичних замірів динамічного або статичного рівня у свердловині. Якщо спостерігається поступове зменшення рівнів, то це свідчить про вдалий підбір комплексу наповнювачів, а якщо ні, то слід внести зміни в комплекс або проводити ізоляційні роботи.

Після розбурювання поглинаючого пласта і повного відновлення циркуляції профілактичний буровий розчин очищують від наповнювача за допомогою вібросит.

ВНДІБТ сумісно із заводом «Пластик» (м. Санкт-Петербург, Росія) розробив наповнювач «Сломель», який випускають під маркою НП-0,25 відповідно до технічних умов ТУ-8-19-181-150—89.

Наповнювач НП-0,25 — це порошкоподібний однорідний матеріал, одержаний шляхом сухого подрібнення неліцьової поверхні декоративного паперово-шаруватого пластику, який виготовляють на основі паперу, просоченого аміноформальдегідними і фенолформальдегідними смолами. Наповнювач є сумішшю жорстких пружних пластинок подрібненого пластику і м'яких, легкодеформованих частинок просмаленого паперу. Вміст частинок пластику в наповнювачі становить 60—70%, інше — частинки просмоленого паперу. Розмір частинок наповнювача до 0,25 мм.

Наповнювач «Сломель» забезпечує блокування тріщин твердими частинками і перекриття залишкових отворів гнучкими частинками. Його застосовують у такій послідовності.

Перед розкриттям зони поглинання в буровий розчин вводять наповнювач у кількості 2—3% об'єму розчину через жолобну систему протягом циклу промивки або в приймальний резервуар бурових насосів з перемішувачем.

Під час розкриття зони поглинання інструмент піднімають на безпечну висоту. До гідромішалки закачують розчин з умовною в'язкістю 25—40 с і додають розрахункову кількість наповнювача (на гідромішалку об'ємом 40 м³ потрібно 150—200 кг, а на глиномішалку об'ємом 4 м³ 15—20 кг наповнювача) до одержання в'язкості розчину 40—60 с. Розчин із

гідромішалки закачують у свердловину за циклом. Потім бурильний інструмент опускають у свердловину із зупинками через 200—500 м для дообробки наповнювачем бурового розчину, який вийшов із свердловини.

У разі розкриття пластів з високою інтенсивністю поглинань доцільно закачувати в зону поглинання тампон із підвищеним вмістом наповнювача (10—20%). Закачку тампона здійснюють через відкритий кінець бурильного інструменту. Можлива закачка тампона через пакер, який встановлюють над покрівлею зони поглинання. Після доставки тампона в зону поглинання закривають превентор і нагнітають його під тиском 3—5 МПа в пласт. Час витримки тампона 8 год.

Наповнювач «Сломель» сумісний з різними типами бурових розчинів (у тому числі з низьким вмістом твердої фази), обробленими акриловими полімерами. Наповнювач добре в них розподіляється і навіть в умовах низького СНЗ із розчину не осідає. З екологічної позиції не є небезпечним.

Гермопор — наповнювач натурального походження для ліквідації поглинань, кольматант, структуроутворювач (підвищує СНЗ і в'язкість), стабілізатор (знижує показник фільтрації). Гермопор, розроблений ВНДІБТ, належить до екологічно чистих реагентів.

Хімічний склад гермопору (масова частка, %)

Вода	3,8—11,0
Жир	3,0—3,4
Зола	6,5—8,1
Пектин (високомолекулярні вуглеводи рослинного походження).....	8,0
Целюлоза	14,8—18,0
Пентозоли-полісахариди.....	6,8—8,0
Білок.....	13,5—15,9
Теобромін	0,8—16,9
Кофеїн	0,1
Крохмаль	2,8
Гумінові речовини.....	9,0
Танін	9,0
Органічні кислоти	1,1

Гермопор поставляють двох типів: тонкодисперсний з розміром частинок 0,01—0,25 мм і грубодисперсний — 0,25—80 мм. Тонкодисперсний гермопор використовують як реагент для обробки розчину і як кольматант для розкриття виснажених нафтових і газових пластів. Грубодисперсну фракцію застосовують як наповнювач під час ліквідації поглинань.

Виконані у ВНДІБТ лабораторні дослідження показали, що гермопор завдяки більш гнучким і пластичним частинкам характеризується високою закупорювальною здатністю. Для закупорювання каналів діаметром від 1 до 5 мм гермопору потрібно на 20—30% менше, ніж горіхової шкаралупи. Додатки як грубодисперсного, так і тонкодисперсного реагенту істотно підвищують реологічні властивості та СНЗ.

Штучна кольматація стінок свердловини, представлених проникними пористими і дрібнотріщинними породами, не схильними до обвалів і осипів, належить до важливих профілактичних заходів не тільки поглинань, а й інших ускладнень. У результаті досліджень М.Р. Мавлютова, Ю.С. Кузнецова, В.Н. Полякова та інших було встановлено, що під час генерування імпульсів тиску в потоці прокачуваної по затрубному простору дисперсної системи відбуваються інтенсивне проникнення твердої фази в поровий простір пласта і утворення кольмататійного екрана. При цьому різко зменшується проникність пласта та збільшується його опір гідророзриву.

Для проведення кольматації розроблені технічні засоби різних конструкцій, які ґрунтуються на використанні передусім гідромоніторних струменів, механічних дій, вібраційних збурень та їхніх комбінацій.

На рис. 8.15 показана схема пристрою очисника гідромеханічного (ОГМ), розробленого у ВНДІБТ, для гідромеханічної кольматації стінок свердловини. В корпусі 2 пристрою закріплені дротяні щітки 4 і центрувальні вставки 3. Нижня насадка 5 призначена для змивання рихлої частини фільтраційної кірки і попередження утворення сальників. Верхня

насадка 1 розташована під прямим кутом до осі і є основною. Кольматацийний екран утворюється під час попереднього багаторазового зняття фільтраційної кірки зі стінок свердловини гідромоніторингом струменем і щітками.

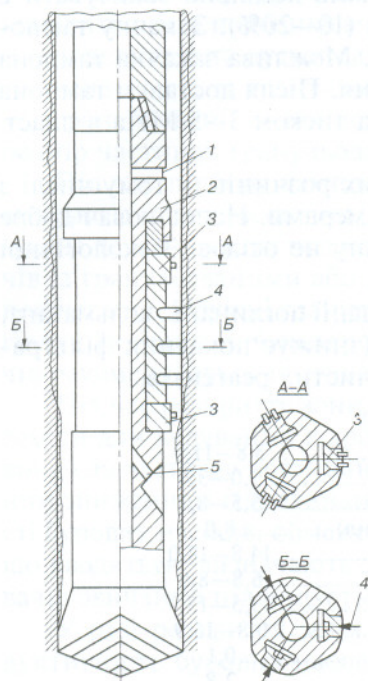


Рис. 8.15. Схема пристрою ОГМ для закупорювання проникних порід:
1, 5 — насадки; 2 — корпус;
3 — центральні вставки;
4 — щітки

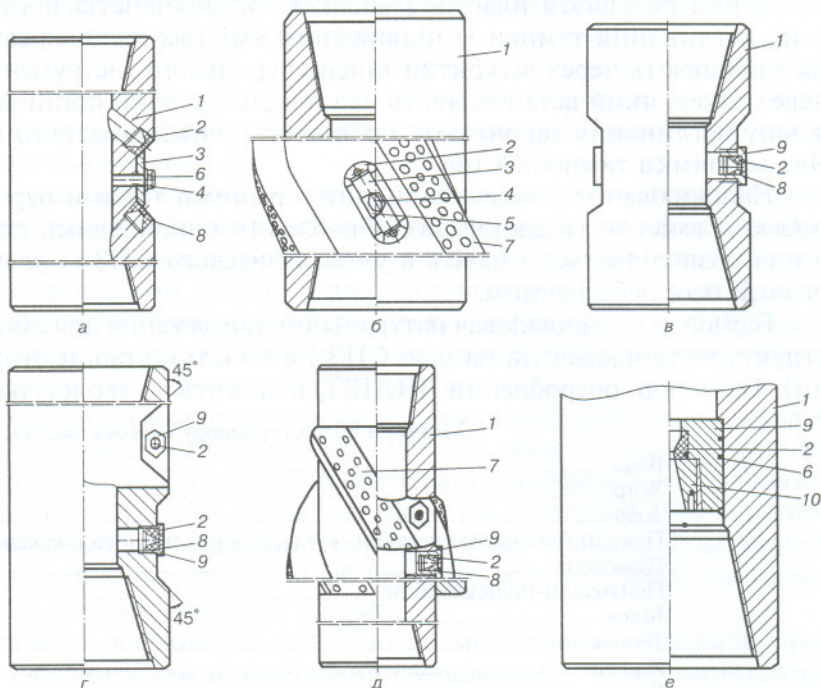


Рис. 8.16. Схеми кольматорів вихрових (а, б) і струминних (б—д) та вузла кріплення насадки штуцера (е):
1 — корпус; 2 — насадка; 3 — планка притисна; 4 — болт;
5 — шайба; 6 — ушільнення; 7 — калібрувальний елемент;
8 — кільце стопорне; 9 — втулка;
10 — гайка

ОГМ встановлюють над долотом і використовують у процесі буріння або під час спеціальних проробок пробуреного стовбура свердловини, наприклад, перед спуском обсадної колони.

На рис. 8.16 показані схеми кольматорів, які застосовували в процесі буріння свердловин на площах Білорусі. Технологію штучної кольматації (В.М.Данилевич, Н.А.Дем'яненко і Ю.А.Бутов) використовували для роторного і турбінного способів буріння з багатоцільовим призначенням:

- підвищення міцності стінок свердловин;
- попередження проникнення фільтрату соленасичених бурових розчинів у надсолісті водонасичені пласти;
- підвищення якості кріплення свердловин та ін.

Вихрова кольматація здійснюється внаслідок взаємодії двох струменів бурового розчину на відстані до стінки свердловини (рис. 8.16, а, б) та впливу результуючого гідродинамічного потоку на породи. Струминна кольматація реалізується внаслідок гідродинамічної дії струменя, що витікає із насадки нормально або тангенціально до стінки свердловини (рис. 8.16, в—д).

Кольматори встановлювали безпосередньо над долотом. Швидкість витікання рідини із насадок: 100—130 м/с при роторному способі і 80—85 м/с — при турбінному. Для алмазних доліт або у разі застосування доліт із центральною промивкою в нижній частині кольматора встановлювали насадку-штуцер (рис. 8.16, е), щоб забезпечити потрібну швидкість витікання струменя в кольматорі.

Вихрову кольматацію застосовували під час розбурювання нестійких, а струминну — стійких порід.

Ефективність кольматації і створення надійного екрана різко підвищуються, якщо в буровому розчині є наповнювач із розміром частинок до 3 мм (гумовий порошок, азбест та ін.). Добрі результати було одержано з використанням фізико-хімічної кольматації. Промисловими дослідженнями М.Р. Мавлютова, Р.Ш. Муфазалова, В.Н. Полякова та інших доведено, що кольматаційний екран може витримати значний перепад тиску (до 6—8 МПа) в системі «свердловина — пласт».

Змінення *характеру фільтрації* у присвердловинній зоні пласта можна досягнути підвищенням початкових градієнтів тиску фільтрації, а також проявом ефекту фазової проникності. Формування у присвердловинній зоні пласта умов, що сприяють підвищенню початкових градієнтів тиску, можна здійснювати шляхом утворення зон зі змочуючими і незмочуючими породи рідинами або зон із газом та рідиною. В останньому випадку доцільно закачувати в пласт рідину з розчиненим газом, тиск насичення якого має бути вищим за пластовий тиск. Це приведе до часткового виділення газу в процесі буріння свердловини і підвищення початкового градієнта тиску. Ефект фазової проникності можна використовувати для створення в пласті зони насичення з низькою фазовою проникністю бурового розчину.

8.2.7. ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОГЛИНАНЬ ПРИ КРІПЛЕННІ СВЕРДЛОВИН

У процесі кріплення свердловин проводять комплекс технологічних операцій, пов'язаний з підготовкою стовбура до спуску обсадної колони, власне зі спуском колони та її цементуванням. Основні профілактичні заходи по суті аналогічні описаним у розділі 8.2.6. Деяка їх специфіка зумовлена передусім наявністю повнішої інформації про розріз свердловини, вимогами до кріплення свердловин та особливостями технологічних операцій.

Прийняття раціональних технологічних рішень, які забезпечують у тому числі і попередження поглинань при кріпленні, зводиться до такого:

- уточнення прогнозних значень градієнтів тиску виникнення поглинань по відкритому стовбуру свердловини та обґрунтування обмежень на кожний пласт;

- прийняття рішення про спосіб цементування свердловини;

- розробка технологічних регламентів на проведення операцій з кріплення свердловин.

Задача попередження поглинань є складовою більш загальної задачі, яка стосується якісного кріплення стовбура свердловини і має самостійне значення. Нижче подано стислу характеристику профілактичних заходів для основних комплексів технологічних операцій.

Під час виконання технологічних операцій для **підготовки стовбура свердловини** до спуску обсадної колони використовують всі групи методів, що розглянуто в розділі 8.2.6. До початку проведення операцій потрібно за наявності поглинань вжити заходів для їх ліквідації. Для уточнення прогнозних значень градієнтів тиску виникнення поглинань у деяких випадках доцільно опресовувати стовбур свердловини за допомогою пакерних пристроїв.

Властивості бурового розчину регулюють відповідно до умов мінімізації тиску в свердловині, тобто слід підтримувати на низькому рівні густину та реологічні властивості.

Під час виконання технологічних операцій (спуск бурильного інструменту, проробка і калібровка стовбура свердловини, промивка та ін.) підтримування умови (8.58) є обов'язковим.

Із групи методів зміни характеристик пласта у процесі підготовки стовбура свердловини використовують кольматацію в потенційно можливих зонах поглинання. Рішення про доцільність застосування цього заходу приймають на основі прогнозних значень градієнтів тиску виникнення поглинань та очікуваних тисків під час цементування.

В.І. Вяхірев, А.А. Фролов і В.Ф. Янкевич вважають, що використання твердої фази бурових розчинів на глинистій основі як кольматуючого агента негативно впливає на якість

цементування. Причиною цього є відсутність хімічної спорідненості твердої фази з портландцементним каменем. Утворена на стінках свердловини фільтраційна кірка внаслідок контракційних явищ обезводжується, що призводить до виникнення тріщин — потенційних каналів міжпластових перетоків. Для попередження таких негативних явищ рекомендується використовувати як кольматант речовини, хімічно споріднені з цементним каменем, що забезпечить їх зчеплення.

Під час **спуску обсадної колони** основним профілактичним заходом є регулювання швидкості спуску з метою підтримання умови (8.58). Потрібно також зменшувати інерційні компоненти тиску, що досягається плавністю розгону колони труб із включеним гідравлічним гальмом.

У процесі спуску обсадної колони доцільно проводити проміжні промивки для очистки стовбура свердловини, а також промивку після завершення спуску. Продуктивність насосів у цьому випадку беруть рівною максимальній продуктивності в умовах цементування, а її тривалість — не менше двох циклів.

Попередження поглинань під час **цементування обсадних колон** забезпечується застосуванням комплексу різних техніко-технологічних заходів, а саме:

- вибір способу цементування;
- регулювання властивостей тампонажного розчину;
- використання наповнювачів;
- керування гідродинамічною ситуацією в свердловині.

За наявності в розрізі поглинаючих пластів для обсадних колон можна використовувати цементування:

одноступінчасте (з однією або кількома порціями тампонажного розчину з різною густиною);

двоступінчасте;

зворотне;

манжетне;

з використанням аерації тампонажного розчину та ін.

Вибір способу цементування слід здійснювати, виходячи з умов найповнішої відповідності меті кріплення свердловини. В усіх випадках для відкритого стовбура свердловини треба забезпечити виконання умови (8.55), а також попередження флюїдопроявів після завершення цементування в статичних умовах.

Використання *одноступінчастого цементування* з однією або декількома порціями тампонажного розчину можливе звичайно для свердловин з нормальними пластовими тисками. Попередження поглинань досягають відповідним вибором густини і об'єму порцій тампонажних розчинів.

Двоступінчасте цементування з розривом у часі використовують для цементування свердловин, у розрізі яких наявні пласти з АНПТ і АВПТ. Місце встановлення муфти для ступінчастого цементування вибирають у першому випадку з урахуванням розподілу тиску на поглинаючі пласти, у другому — з урахуванням забезпечення протитиску на пласт під час очікування затвердіння цементного розчину (ОЗЦ) першого ступеня. Тривалість часу між закінченням цементування нижнього ступеня і початком цементування верхнього має бути достатньою для тужавіння тампонажного розчину.

Зворотне цементування застосовують у ситуаціях, коли гідростатичний тиск тампонажного розчину наприкінці цементування задовольняє умову попередження поглинань (8.55), а можливість виникнення поглинання пов'язана з гідравлічним опором у процесі протискування.

Манжетне цементування використовують для експлуатаційних колон за наявності низько-напірних дренованих продуктивних пластів з метою попередження забруднення пласта тампонажним розчином. Манжету у вигляді перевернутої парасольки з еластичного матеріалу встановлюють вище продуктивного пласта.

Цементування з використанням аерації тампонажного розчину можна застосовувати за наявності в розрізі свердловини пластів з АНПТ. Залежно від умов аерації може бути підданий увесь тампонажний розчин або його верхня частина. У разі цементування хвостовиків і нижніх секцій обсадних колон аерації може підлягати також буровий розчин. Ступінь аерації тампонажного розчину вибирають залежно від потрібного тиску на поглинаючий пласт.

Регулювання властивостей (густина, реологічні показники) тампонажних розчинів відповідає тенденції зменшення тиску під час цементування. Це досягається використанням відповідних тампонажних матеріалів (легких і полегшених), а також хімічною обробкою реагентами (знижувачами в'язкості). Важливе значення має також показник фільтрації тампонажних розчинів, який слід обмежувати до $50 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$.

Для одержання полегшених тампонажних розчинів В.І. Вяхірев, А.А. Фролов та В.Ф. Янкевич рекомендують використовувати газонаповнені добавки, які вміщують кремнезем в аморфному стані. Щодо цього найперспективнішими є скляні мікросфери, газоповітряна суміш в яких знаходиться всередині непроникних оболонок з аморфного кремнезему. Мікросфери — це легкий сипучий порошок білого кольору, що складається із пустотілих частинок діаметром в межах 15—200, переважно від 15 до 125 мкм. Їх насипна маса залежно від дисперсності становить 240—360 кг/м³. Виготовляють мікросфери з натрієвоборосилікатного скла.

У умовах цементування свердловин, коли ризик виникнення поглинання достатньо високий, для підвищення закупорювальних властивостей тампонажного розчину використовують наповнювачі (тирса, подрібнена гума, горіхова шкаралупа та ін.). Рациональна добавка наповнювача — до 8% об'єму тампонажного розчину. Наповнювачі додають у сухий цемент під час завантаження в цементозмішувальну машину або в приготовлений тампонажний розчин.

Серед комплексів заходів для попередження поглинань у процесі цементування обсадних колон важливе значення мають рекомендації щодо керування швидкостями закачування і протискування тампонажного розчину.

Під час закачування тампонажного розчину в обсадну колону внаслідок гравітаційних причин можливий розрив суцільності потоку, що утруднює контроль і керування процесом. Оцінка основних гідравлічних характеристик процесу закачування тампонажного розчину з урахуванням розриву суцільності потоку може бути побудована за допомогою математичної моделі, яка у загальному випадку має описувати такі характерні операції:

- 1) напірний рух тампонажного розчину в обсадній колоні і затрубному просторі;
- 2) безнапірний рух тампонажного розчину в обсадній колоні і затрубному просторі;
- 3) дозаповнення колони труб;
- 4) напірний рух тампонажного розчину в колоні труб і затрубному просторі.

Нижче на прикладі простої розрахункової схеми показано особливість побудови математичної моделі для другої і третьої операцій.

На рис. 8.17 показані деякі із можливих розрахункових схем для безнапірного руху і дозаповнення колони труб, які відрізняються між собою розташуванням бурового, тампонажного і протискувального розчинів. Рівняння, які описують безнапірний рух тампонажного розчину, наприклад, для схеми на рис. 8.17,а, мають вигляд

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{p_0 - p_r + [p_2 l_{\text{тр}} - p_1 (L - z_p - l_{\text{тр}})] g - \sum_i \Delta p_i}{\rho_2 l_{\text{тр}} / f_{\text{т}} + \rho_1 (L - z_p - l_{\text{тр}}) / f_{\text{т}} + \rho_1 L / f_{\text{зп}}}, \quad Q_{t=T_0} = Q_0, \quad (8.66)$$

де p_0, p_r — відповідно тиск на вільній поверхні в обсадній колоні і гирлі свердловини в затрубному просторі;

ρ_1, ρ_2 — густина відповідно бурового і тампонажного розчинів;

$f_{\text{т}}, f_{\text{зп}}$ — площа поперечного перерізу відповідно внутрішньотрубного і затрубного просторів;

T_0 — момент часу розриву суцільності потоку (визначають із розв'язку рівняння напірного нагнітання тампонажного розчину);

$\sum \Delta p_i$ — гідравлічний опір за течії бурового і тампонажного розчинів в обсадній колоні і затрубному просторі.

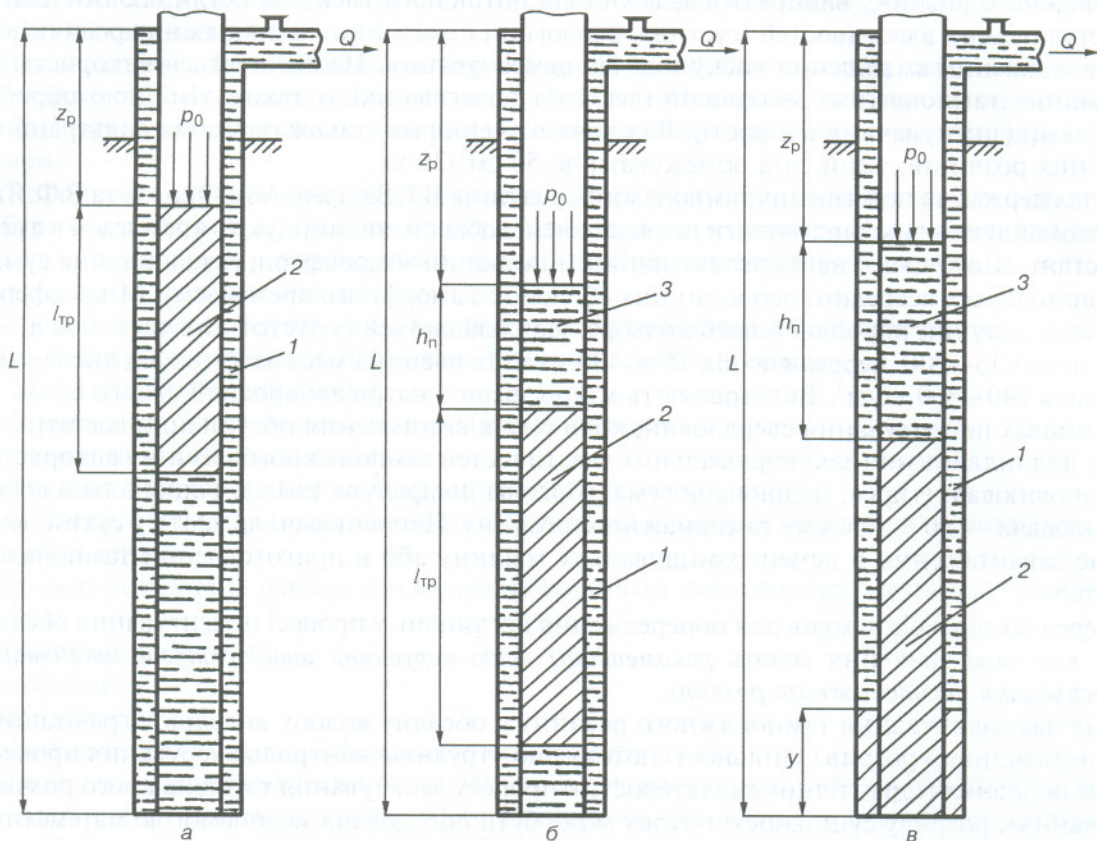


Рис. 8.17. Розрахункові схеми для безнапірного руху (а, б) тампонажного розчину та дозаповнення (в) обсадної колоні:

1, 2, 3 — відповідно буровий, тампонажний і протискувальний розчини

Величини $l_{тр}$ та z_p визначають у першому наближенні із рівнянь матеріального балансу

$$l_{тр} = \frac{Q_0 t}{f_{\tau}}; \quad z_p = \frac{1}{f_{\tau}} \int_{T_0}^t [Q(\tau) - Q_0] d\tau. \quad (8.67)$$

Гідравлічний опір в обсадній колоні і затрубному просторі обчислюють з урахуванням режимів течії відповідно до гіпотези квазістаціонарності.

Аналогічно складають рівняння і для інших характерних операцій під час закачування тампонажного і протискувального розчинів, зважаючи на особливості розрахункових схем. Початкові умови у рівняннях, що описують наступну операцію, визначаються кінцевим станом попередньої операції. Тоді розрахунок основних гідравлічних характеристик закачування тампонажного розчину зводиться до розв'язку послідовності нелінійних інтегродиференціальних рівнянь вигляду (8.66) і (8.67) та обчисленню допоміжної інформації (глибина рівня тампонажного розчину в колоні, тиск на вибої і т.ін.).

Інтегрування цих рівнянь із подальшою їх апроксимацією квадратурними формулами приводить до послідовності нелінійних операційних рівнянь

$$Q(t_j) = A_i(Q, t_j); \quad t_j = [T_{i-1}, T_i], \quad (8.68)$$

де A_i — позначення операції, відповідної вихідному рівнянню процесу закачування;

T_{i-1}, T_i — часові границі області застосування рівняння.

Числовий розв'язок (8.68) будують для дискретних значень часу t_j методом дихотомії.

Приклад 8.10. Розглянемо деякі результати розрахунку для простої схеми без урахування місцевих гідравлічних опорів під час закачування тампонажного і протискувального розчинів з постійною продуктивністю $Q_0 = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$. Розрахунки виконано для однорозмірної обсадної колони діаметром 146 мм і товщиною стінки 10 мм у свердловині діаметром 199 мм. Глибина спуску обсадної колони 3000 м. Властивості бурового і протискувального розчинів: $\rho_1 = \rho_3 = 1200 \text{ кг/м}^3$; $\eta_1 = \eta_3 = 0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\tau_{0(1)} = \tau_{0(3)} = 5 \text{ Па}$; $\rho'_1 = 1300 \text{ кг/м}^3$; $\rho'_3 = 1100 \text{ кг/м}^3$; $\eta'_1 = 0,04 \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\eta'_3 = 0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\tau'_{0(1)} = 5 \text{ Па}$; $\tau'_{0(3)} = 4 \text{ Па}$.

Властивості тампонажного розчину: $\rho_2 = \rho'_2 = 1800 \text{ кг/м}^3$; $\eta_2 = 0,04 \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\eta'_2 = 0,07 \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\tau'_{0(2)} = 8 \text{ Па}$. Позначення показників властивостей показані відповідно до рис. 8.17, 8.18.

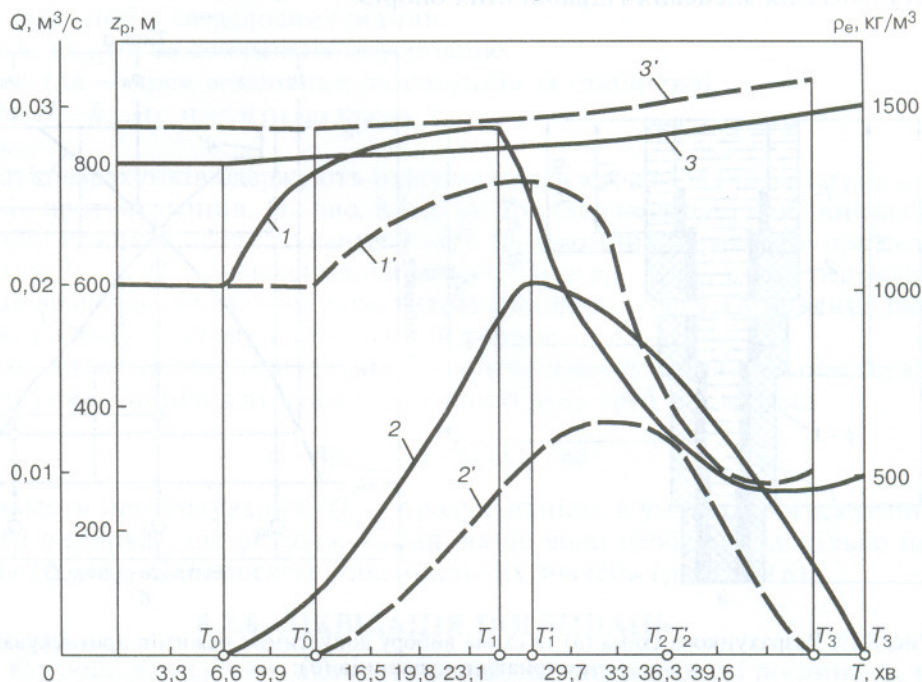


Рис. 8.18. Результати розрахунків процесу закачування тампонажного розчину в свердловину:

1, 1' — витрата рідини в затрубному просторі; 2, 2' — глибина рівня рідини в колоні;
3, 3' — тиск на вибій, виражений через еквівалентну густину ρ_e

Характерні моменти часу процесу закачування тампонажного розчину (рис. 8.18): T_0, T'_0 — початок розриву суцільності потоку тампонажного розчину; T_1, T'_1 — досягнення фронтом тампонажного розчину низу обсадної колони; T_2, T'_2 — початок закачування протискувальної рідини; T_3, T'_3 — кінець дозаповнення обсадної колони.

Аналіз результатів розрахунків показує, що для випадку, коли $T_1 < T_2$ та $f_t > f_{3n}$, збільшення розходу рідини спостерігається до моменту часу T_1 . Це зумовлено компенсацією гравітаційної складової тиску за рахунок надходження тампонажного розчину в затрубний простір. Глибина рівня рідини в обсадній колоні монотонно збільшується до моменту часу, коли вирівнюються величини Q та Q_0 . Потім відбувається дозаповнення обсадної колони, за якого $Q < Q_0$. У процесі закачування тампонажного і протискувального розчинів з постійною продуктивністю з моменту часу T_0 спостерігається монотонне збільшення тиску на вибій свердловини (на рис. 8.18 зображено через еквівалентну густину ρ_e).

Очевидно, що за інших рівних умов збільшення продуктивності закачування тампонажного розчину призводить до зменшення глибини рівня рідини в обсадній колоні. Так, для даних на рис. 8.18 зі штрихом було виконано розрахунки за продуктивності закачування $0,01; 0,02; 0,03 \text{ м}^3/\text{с}$. Основні результати розрахунків при цих значеннях Q_0 :

час початку розриву потоку — 17,4; 13,2 і 14,6 хв;

максимальне значення витрат у разі безнапірного руху — 0,0139; 0,0276 і 0,0341 $\text{м}^3/\text{с}$;

максимальне значення глибини рівня в колоні — 571; 384 і 94 м.

Наведена математична модель легко трансформується для реальних технологічних процесів цементування свердловин (ускладнення розрахункової схеми, зміна продуктивності закачування і т.ін.).

З позицій попередження поглинань найбільший інтерес становить контроль за величиною витрати Q в умовах безнапірного руху тампонажного розчину, збільшення якого може призвести до виникнення поглинання. Профілактика поглинання під час закачування тампонажного розчину в свердловину забезпечується регулюванням продуктивності закачування Q_0 і попередженням розриву суцільності потоку. Перший прийом потребує виконання розрахунків процесу закачування тампонажного розчину з різною продуктивністю і зводиться до вибору такої продуктивності, за якої максимальне значення витрат $Q(T_1)$ буде меншим за допустиме $[Q]$ з умови попередження поглинання. Попередження розриву суцільності потоку при $Q_0 < [Q]$ досягають, в основному, встановленням в нижній частині нерегульованих або регульованих місцевих гідравлічних опорів.

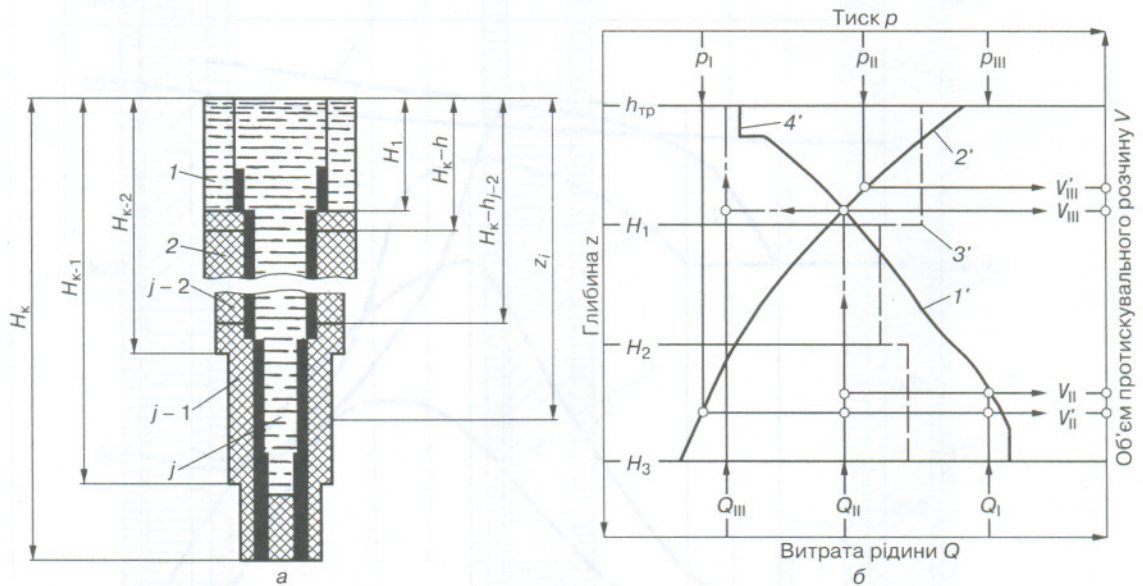


Рис. 8.19. Розрахункова схема (а) та схема вибору допустимих режимів протискування тампонажних розчинів (б):

1 — буровий розчин; 2, ..., j-1 — порції тампонажного розчину з різними властивостями; j — протискувальний розчин; 1' — граничнодопустимі витрати; 2' — тиск на цементувальній головці або агрегатах при протискуванні на граничному режимі; 3' — критичні витрати; 4' — технологічне обмеження

Задачу керування швидкостями протискування тампонажних розчинів для попередження поглинань у відкритому стовбурі свердловини (рис. 8.19,а) можна формалізувати у вигляді

$$\begin{cases} p(h, z_i, Q_{\max(i)}) = z_i \text{ grad}^*[p(z_i)], & z_i \in]0, H_k]; \\ Q_{\max}(h) = \min\{Q_{\max(i)}, [Q(h)]\}, & h = [0, H_k - h_{\text{тр}}], \end{cases} \quad (8.69)$$

де p — гідродинамічний тиск на переріз z_i відкритого стовбура свердловини під час протискування тампонажних розчинів на висоту h із граничнодопустимою витратою $Q_{\max(i)}$;

$h_{\text{тр}}$ — проектна висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі;

$[Q(h)]$ — технологічне обмеження на витрату з умов попередження поглинань у разі розриву суцільності потоку, одержання сигналу «стоп» для посадки верхньої пробки і т.ін.

Щоб реалізувати алгоритм розв'язку задачі (8.69), треба виконати такі операції.

1. $h = 0$.
2. Визначити координати меж розділу рідин в затрубному і внутрішньотрубному просторах.
3. $i = 1$.

4. Розв'язати методом послідовних наближень перше рівняння (8.69) відносно $Q_{\max(i)}$.
5. $i = i + 1$.
6. Якщо $i \leq n$ (n — кількість небезпечних перерізів відкритого стовбура свердловини), то перейти до кроку 4.
7. Визначити $Q_{\max}(h)$ за другим рівнянням (8.69).
8. Обчислити допоміжну інформацію:
тиск на цементувальній головці або агрегатах у разі протискування з витратою $Q_{\max}(h)$;
критичні витрати, які відповідають переходу від ламінарного режиму течії до турбулентного фронту першої порції тампонажного розчину;
об'єм закачаної у свердловину рідини.
9. Видати h , $Q_{\max}(h)$ та допоміжну інформацію.
10. $h = h + \Delta h$ (Δh — крок виконання розрахунків за глибиною).
11. Якщо $h \leq H_k - h_{\text{тр}}$, то перейти до кроку 2.
12. Кінець.

У результаті розрахунків одержують інформацію за кроком 9 алгоритму, достатню для вибору режимів протискування. На рис. 8.19,б як приклад наведено графічні побудови, що пояснюють вибір режимів протискування I—III. Для можливих режимів протискування з продуктивністю $Q_I, \dots, Q_{III}$ та максимальними тисками $p_I, \dots, p_{III}$ схема переходу з одного режиму на інші визначає обмеження щодо витрат і робочого тиску. Обмеження щодо витрат є обов'язковою умовою переходу на наступний режим.

У разі розходжування обсадної колони в процесі цементування слід обмежувати швидкість руху труб униз. Оцінка допустимої швидкості руху труб має вигляд

$$u = 4[Q_{\max}(h) - Q_i(h)] / \pi d^2$$

і є функцією висоти протискування (Q_i — продуктивність в умовах протискування на i -му режимі). Звідси випливає, що розходжування, якщо воно необхідне, доцільно проводити, коли величина $Q_{\max}(h) - Q_i(h)$ досягає максимальних значень (рис. 8.19,б).

8.2.8. ЛІКВІДАЦІЯ ПОГЛИНАНЬ

Стратегія буріння свердловин, яка ґрунтується на попередженні поглинань, не завжди економічно доцільна, наприклад, якщо це призводить до ускладнення конструкції свердловини. Використання спрощеної конструкції у сукупності з ізоляційними роботами може бути економічно вигіднішим.

Ліквідацію поглинань здійснюють:

- тампонуванням каналів поглинаючого пласта твердіючими і нетвердіючими пластичними сумішами, тобто шляхом створення екрана в породі навколо свердловини;
- встановленням труби або оболонки на стінці свердловини;
- формуванням екрана в стінці свердловини з самої гірської породи, наприклад, її оплавленням і утворенням керамічної труби.

У сучасній практиці використовують, в основному, перший та зрідка другий способи.

Під час тампонування поглинаючого пласта слід створити непроникний для бурового розчину екран, який має забезпечити подальше буріння і кріплення свердловини без поглинань. Тампонажна суміш у процесі протискування її в пласт має максимально повно витіснити рідину із поглинаючих каналів і заповнити її на певній відстані від свердловини, а після закінчення протискування утворити надійні перекривальні пробки в каналах пласта. Успішне виконання цього завдання визначається технологією ізоляційних робіт (властивостями суміші, способом її транспортування і протискування в зону поглинання та ін.).

Якість тампонажної суміші стосовно умов свердловини характеризується:

- структурно-механічними, реологічними та фільтраційними властивостями;
- вибірковою адгезією до гірської породи та характером змочування;
- протидією до розбавлювання рідиною в свердловині та пласті;

наявністю наповнювачів для формування перешкод під час течії суміші в каналах пласта для їх закупорювання;

термінами загущення, тужавлення і твердіння.

Для приготування тампонажних сумішей використовують глинопорошки, мінеральні в'язучі (гіпс, цемент, їх суміші), полімери, смоли і т.ін. Тампонажні суміші готують на основі води, бурового розчину та дизельного палива.

Властивості суміші регулюють її компонентним складом, який можна формувати:

на поверхні перед закачуванням у свердловину;

на цементувальній головці;

на вибої свердловини і в каналах пласта;

комбінацією зазначених прийомів.

Тампонажні суміші доставляють у зону поглинання по бурильній колоні, стовбуру свердловини або в спеціальному контейнері, який опускають у свердловину на бурильній колоні. В глибокому бурінні використовують переважно перший спосіб.

Для утримання тампонажної суміші у каналах пласта з великим розкриттям застосовують пристрої з сітками. У складних умовах поглинальну здатність пласта перед закачуванням тампонажної суміші зменшують попереднім нагнітанням бурового розчину з наповнювачами. Практикують послідовне закачування у поглинаючий пласт порцій тампонажних сумішей різного складу, підбираючи їх таким чином, щоб попередні об'єми створювали надійніші умови для наступних порцій (принцип взаємопідсилення). Разовий об'єм тампонажної суміші має бути достатньо великим, що дуже важливо.

Технологія тампонування зони поглинання охоплює:

визначення характеристик зони поглинання (глибина, товщина, пластовий тиск, гідродинамічні параметри, форма і розкриття тріщин);

вибір рецептури тампонажної суміші;

визначення об'єму тампонажної суміші або кожної її порції для послідовного закачування в пласт;

вибір способу приготування суміші;

вибір способу доставки суміші в пласт та відповідного йому компонування інструменту (використання пакера, відсічного клапана, підкомплекту труб з алюмінієвого сплаву);

визначення об'єму протискувальної рідини;

оцінка часу проведення операції та узгодження термінів тужавлення тампонажної суміші;

встановлення послідовності проведення технологічної операції.

Результати тампонування, як правило, оцінюють за тиском нагнітання суміші в пласт. Повторне тампонування зони поглинання проводять за уточненою технологією.

Тампонажні суміші складаються із основного в'язучого, рідини для його розчинення і різних добавок для регулювання технологічних властивостей.

Для приготування твердіючих тампонажних сумішей використовують цементи різних марок, гіпси та їх суміші, смоли та їх композити. Нетвердіючі тампонажні суміші готують на основі глини, бітумів, полімерів та їх композитів.

Для розчинення застосовують прісну або морську воду, в якій попередньо розчиняють добавки для регулювання технологічних властивостей тампонажних сумішей. В окремих випадках мінеральні в'язучі (цемент, гіпс) або глинопорошок розчиняють на вуглеводневій рідині-носії (цементно-солярові і глиносолярові суміші). Перевага цих сумішей полягає в тому, що за відсутності води вони не загусають і це дає змогу за наявності буфера транспортувати їх в зону поглинання. У процесі змішування з водою в такій суміші швидко відділяється дизельне паливо, що приводить до її загуснення і утворення з цементно-солярових сумішей тампонажного каменю.

Добавки до тампонажних сумішей розділяють за цільовим призначенням:

зменшення густини;

регулювання реологічних властивостей;

регулювання термінів загуснення, тужавлення і твердіння; підвищення закупорювальних властивостей та ін.

Деякі із добавок за характером впливу на властивості тампонажних сумішей належать до комплексних.

Для зменшення густини використовують полегшені і легкі цементи, застосовують аерацію сумішей, добавки пламілону та ін. Для прискорення термінів загуснення і тужавлення цементного розчину в основному використовують хлориди магнію, заліза, добавки гіпсу, гіпсоглиноземистого цементу і т.ін.

Терміни загуснення і тужавлення залежать також від водоцементного співвідношення, інтенсивності перемішування, температури та інших факторів. Оскільки хімічний склад використовуваних речовин для приготування тампонажних сумішей непостійний, то рецептуру уточнюють перед тампонуванням зони поглинання.

Для ізоляції поглинаючих пластів запропоновано велику кількість рецептур тампонажних сумішей.

Нижче наведено стислий опис деяких із них.

У «ВолгоградНИПИнефть» (Росія) розроблено *тампонажну суміш на основі гелцементного розчину* з використанням сірчанокислого глинозему як прискорювача тужавлення. Склад цієї суміші, масові частки: тампонажний цемент 70; глинопорошок 30; вода 80—100; сірчанокислий глинозем 3—4. Для поліпшення закупорювальних властивостей в гелцементну суміш додають 5—10% інертних наповнювачів. Густина гелцементних розчинів 1600—1700 кг/м³.

У ВНДІБТ розроблено *тампонажну суміш з високим показником фільтрації*, яка внаслідок відфільтровування вільної води під час надходження в зону поглинання характеризується підвищеною закупорювальною здатністю. Готують суміш із легкого цементного розчину густиною 1350—1450 кг/м³ і бентонітового розчину густиною 1180—1200 кг/м³ у співвідношенні 1:2 або 1:1.

Для одержання більш міцного тампонажного каменю вслід за тампонажною сумішшю закачують звичайний цементний розчин з додаванням прискорювача тужавлення (хлориду кальцію CaCl₂).

Цементно-полімерні розчини одержують за рахунок полімерних добавок до цементних розчинів, що поліпшують властивості тампонажної суміші і каменю. Висока термостійкість і непроникність полімерів поліпшують відповідні властивості цементних композицій, їх структурні властивості та ізолювальну здатність. Важливою якістю таких сумішей є те, що їх фільтрат має закріплювальні властивості.

Це сприяє затвердінню глинистої кірки і поліпшенню зчеплення тампонажного каменю з гірською породою.

Цементно-полімерні суміші можна приготувати з використанням портландцементу і полімерсмоли ФР-12 з формаліном (або параформом) як затверджувачем чи смоли ТСД-9 із затверджувачем формаліном.

Цементно-смоляна композиція ЦСК-1 складається із тампонажного цементу з додаванням аліфатичної епоксидної смоли ТЕГ-1 і затверджувача поліетиленполіаміна. Для приготування ЦСК-1 у воду послідовно додають смолу ТЕГ-1 і затверджувач, а потім на цій рідині розчиняють цемент.

Соляроцементні суміші вміщують 30—40% дизельного палива, 0,5—1% ПАР і до 6% прискорювача тужавлення (CaCl₂) від маси цементу. Для більшої міцності цементного каменю із метою економії в суміш інколи добавляють 30—50% кварцового піску. Рекомендують використовувати такі ПАР: креозол, фенол, асидол, а також реагент-емульгатор — нейтралізований чорний контакт.

Соляроцементно-бентонітові суміші складаються із 1000—1200 кг бентонітового глинопорошку, 300—500 кг цементу і 0,5—1% ПАР від маси суміші на 1 м³ дизельного палива. Інколи в суміш добавляють 3—10% рідкого скла від маси цементу для попередження негативного впливу пластових вод до початку тужавлення й підвищення в'язкості і початкової міцності каменю.

Соляробентонітові суміші готують із глинопорошку і дизпалива у співвідношенні 1000—1500 кг на 1 м³ дизпалива. Густина соляробентонітових сумішей 1100—1300 кг/м³.

Тампонажні суміші на вуглеводневій основі готують у такій послідовності. У мірні резервуари цементувальних агрегатів (ЦА) заливають розрахунковий об'єм дизпалива, в якому розчиняють ПАР. У цій рідині розчиняють цемент, бентоніт або їхню суміш. Під час закачування через бурильні труби суміш ізолюють від бурового розчину зверху і знизу буфером із дизпалива по 0,5 м³. Об'єм суміші має не перевищувати 5 м³. Для приготування суміші не допускається використовувати старе окиснене дизпаливо.

Для полімерних тампонажних розчинів характерні низька густина, високі проникна здатність у пористі породи, міцність і стійкість (щодо агресії) тампонажного каменю. З великої кількості полімерів, що випускає промисловість, найчастіше для розробки тампонажних сумішей застосовують водорозчинні смоли. Проте найперспективнішими є водонерозчинні смоли, які здатні протистояти перетокам рідини по стовбуру свердловини власне у пласті й не вступати з нею у взаємодію, зберігаючи вихідний компонентний склад і відповідні йому властивості.

Тампонажна суміш СКМ-19 розроблена на основі сечовино-формальдегідної смоли М-19-62, яку затверджують 30%-м водним розчином хлориду заліза. Час загущення суміші регулюють додаванням затверджувача. Суміш стійка до розбавлення мінералізованою водою. Для підвищення закупорювальних властивостей в суміш додають наповнювачі.

Тампонажна суміш ТС-ФА складається із водонерозчинного фурфурол-ацетонового мономеру ФА густиною 1090—1170 кг/м³, який затверджують 30%-м водним розчином хлориду заліза. Через низьку в'язкість суміші доцільно додавати до 10% наповнювачів (кордного волокна). Термін тужавлення регулюють добавкою затверджувача. Термостійкість мономеру ФА перевищує 200 °С. За терміну зберігання до одного року він практично не змінює своїх властивостей.

Тампонажні суміші на основі полімерних затверджувальних реагентів «хай-сіл-ОН» розроблені в «БашНИПИнефть» (Республіка Башкортостан). Реагенти «хай-сіл-ОН» — це в'язка рідина густиною 1050—1140 кг/м³ (залежно від марки реагенту). Взаємодіючи з водою, вони утворюють пластичний гумоподібний матеріал. Розроблено рецептури затверджувальних сумішей полімерних реагентів «хай-сіл-ОН 1АН» та «хай-сіл-ОН 822N», а також їх сумішей у співвідношенні 1:1 та 1:2 у разі взаємодії з водою і глинистим розчином. Масова концентрація реагентів та їх сумішей 5—10%.

Важливі переваги цих сумішей зумовлені їх низькою густиною, однокомпонентністю складу, стійкістю каменю до пластових флюїдів і його незначною усадкою у водному середовищі, а також невеликими витратами реагенту для проведення ізоляційних робіт. Час початку затвердіння суміші залежить від концентрації реагенту і становить від кількох хвилин до 15 год і більше.

У ВНДІБТ розроблено тампонажні суміші на основі низькоконцентрованих латексів (СКМС-30АРК; ДВХБ-70; ДВМП-10Х і СПС-30ИКПХ) із вмістом 25—30% сухої речовини. Ці латекси коагулюють у водному розчині CaCl₂ для утворення щільної гумоподібної маси. Латекси перед використанням структурують добавкою до них 0,5—1% (за масою) порошкоподібної карбоксиметилцелюлози (КМЦ) у разі кругової циркуляції латексу або використанням 5—7% водних розчинів КМЦ. Структурування латексів сприяє більш рівномірному розподілу в них наповнювачів (кордне волокно, частинки гуми та ін.), раціональна добавка яких становить 100—120 кг на 1 м³ латексу.

Для закачування латексу в зону поглинання використовують дві технологічні схеми. За першою схемою (застосовують у разі повної втрати циркуляції в кавернозних пластах) коагуляція латексу здійснюється на поверхні у спеціальному пристрої, який складається із центральної труби, бокового патрубку і камери змішування. Латекс подають по центральній трубі, а CaCl₂ з наповнювачами — через боковий патрубок. Максимальна концентрація CaCl₂ — 3%.

За другою схемою латекс закачують порціями в об'ємі 1—3 м³, розділеними 3%-м водним розчином CaCl₂ в об'ємі не меншому за порцію латексу. Між латексом і розчином CaCl₂ закачують буферну рідину (прісну воду) в об'ємі 0,3—0,5 м³. Для закріплення коагулюму латексу в зону поглинання закачують тампонажну суміш на основі цементу.

У США використовують суміш «Bengam», яка містить 10% натуральних і синтетичних смол, а також 90% бентоніту (за масою). За потреби в суміш додають наповнювач. Під час взаємодії цієї суміші з водою утворюється гелеподібна маса, яка з часом твердіє.

Тампонажні пасти готують на глинистій основі або на основі неорганічних в'язучих речовин. Пасти на глинистій основі використовують для зменшення інтенсивності поглинання і проведення подальших ізоляційних робіт за допомогою тампонажних сумішей. Пасти на основі неорганічних в'язучих речовин є твердіючими, з часом вони перетворюються на тампонажний камінь достатньої міцності.

В'язка тампонажна паста складається із бентоніту (60%) і води (40%) з додаванням до 1,5% (за об'ємом) CaCl₂. Використовують її для ізоляції дрібних поглинаючих каналів, оцінки поглинальної здатності пласта і вибору подальшого напрямку проведення ізоляційних робіт.

Гіпаноглинисту пасту одержують змішуванням глинистого розчину, приготовленого на 15—20%-му розчині CaCl₂, з розчином гіпану 8—10%-ї концентрації і добавкою наповнювача. Готують пасту за допомогою двох ЦА для глинистого розчину і гіпану. У свердловину її закачують двома агрегатами через трійник.

Соляроцементну пасту готують змішуванням у трійнику-змішувачі цементного розчину на водній основі густиною 1800 кг/м³ із соляроцементним розчином 1200—1450 кг/м³. Терміни тужавлення регулюють добавками CaCl₂. Початкова пластична міцність тампонажної пасти залежить від співвідношення об'ємів змішувальних розчинів, які контролюють за продуктивністю.

Цементно-глиниста паста утворюється змішуванням у трійнику-змішувачі цементного розчину на водній основі густиною 1840 кг/м³ і соляроглинистого розчину густиною 1240—1260 кг/м³. Початкова пластична міцність пасти залежить від співвідношення об'ємів змішувальних розчинів. Терміни тужавлення регулюють добавками CaCl₂.

Метасоцементну пасту одержують уведенням 10—15% водно-лужного розчину метасу в цементну суспензію, приготовлену на водному розчині CaCl₂ за водоцементного відношення 0,4—0,5. Співвідношення компонентів (за масою): тампонажний цемент 100; метас 0,125—0,5; CaCl₂ 5; вода 40—50.

Гіпаноцементна паста утворюється змішуванням цементного розчину, приготовленого на водному розчині CaCl₂, з цементним розчином, який містить розчин гіпану 10%-ї концентрації. Склад пасти (за масою): тампонажний цемент 100; гіпан 0,7—1,0; CaCl₂ 3—5; вода 50—60.

Технологія ізоляції поглинаючих пластів охоплює вибір тампонажної суміші і наповнювача, уточнення її властивостей і рецептури приготування, визначення об'єму і способу доставляння суміші та деякі інші елементи.

Вибір тампонажної суміші здійснюють на основі даних про поглинаючий пласт з урахуванням нагромадженого досвіду ізоляційних робіт. При цьому треба враховувати результати гідродинамічних досліджень поглинаючих пластів і величину репресії на пласт у процесі подальшого буріння і кріплення. Чим більші величина розкриття поглинаючих каналів і репресія на пласт, тим більшими мають бути пластична міцність і реологічні властивості тампонажної суміші. Це сприятиме обмеженню розтікання суміші по пласту та зменшенню ступеня розбавлення її пластовою водою.

У «ВолгоградНИПИнефть» розроблено рекомендації для вибору пластичної міцності суміші залежно від розмірів поглинаючих каналів (табл. 8.14). Пластична міцність чистих цементних розчинів, цементно-бентонітових розчинів і метасоцементних паст відповідно орієнтовно становить, кПа: 0,01—0,1; 0,5—1 та 1—9. Під час ліквідації інтенсивних поглинань

зменшення розтікання суміші можна досягати додаванням наповнювачів, а для ізоляції пластів із низькою інтенсивністю поглинань підвищують проникну здатність суміші — обробляють її реагентами-стабілізаторами.

Таблиця 8.14

Рекомендації для вибору пластичної міцності тампонажної суміші і розмірів твердої фази

Параметр	Розкриття каналів, мм			
	0,25—1,0	1—5	5—20	> 20
Пластична міцність на початок закачування, кПа	0,3—0,4	0,5—1,0	2—5	>5
Розміри твердої фази або наповнювача, мм	0,1—0,5	0,5—2,0	2—7	>7

Після вибору виду тампонажної суміші підбирають у лабораторних умовах раціональну рецептуру і за відповідної температури визначають основні властивості (густину, терміни тужавлення, пластичну міцність).

Об'єм тампонажної суміші визначають у загальному випадку із умов закачування її в пласт на потрібну відстань, залишення цементного моста та із урахуванням можливих втрат суміші під час доставляння її в пласт. Об'єм суміші для заповнення поглинаючого пласта товщиною h на відстань R_0 можна оцінити за формулою

$$V_{\text{пл}} = \pi m h (R_0^2 - R_c^2),$$

де m — коефіцієнт ефективної пористості порід пласта;

R_c — радіус свердловини в зоні пласта.

Величину R_0 беруть звичайно рівною: $R_0 = R_c + (0,5 \dots 1,0) \text{ м}$.

Н.Я. Семенов запропонував визначати відстань закачування суміші в пласт із умови її граничної рівноваги в гідравлічно еквівалентних каналах за деякого надлишкового тиску Δp_{max} , можливого в процесі подальшого буріння або кріплення:

$$R_0 = \begin{cases} \sqrt{0,55 \Delta p_{\text{max}} D_c d / (2\theta)} & \text{для циліндричних каналів;} \\ \sqrt{1,5 \Delta p_{\text{max}} D_c \delta / (2\theta)} & \text{для тріщин,} \end{cases}$$

де D_c — діаметр свердловини в зоні поглинання;

d, δ — відповідно діаметр і величина розкриття каналів;

θ — початкове напруження зсуву затверділої суміші (оцінюють за пластичною міцністю P_m суміші: $\theta = 0,25 P_m$).

Об'єм тампонажної суміші для цементного моста беруть рівним об'єму стовбура свердловини напроти поглинаючого пласта і вище за нього на 20—30 м. Можливі втрати суміші під час її доставляння оцінюють за питомими втратами на 1000 м довжини бурильної колони, які для труб діаметром 114—140 мм беруть рівними 0,7 м³/1000 м.

На практиці об'єм тампонажної суміші беруть кратно (наприклад, у 5 разів) більшим за об'єм цементного моста напроти поглинаючого пласта. Не допускається використовувати малі об'єми тампонажної суміші (наприклад, менше 5 м³).

Спосіб доставляння суміші вибирають з урахуванням глибини залягання зони поглинання, фактичної конструкції свердловини, наявності технічних засобів і т.ін.

В окремих випадках суміш можна доставляти по стовбуру свердловини (наявність обсадної колони, мала глибина зони поглинань, один поглинаючий пласт). При цьому в пласт буде витіснений весь об'єм бурового розчину із свердловини та відбуватимуться значні втрати тампонажної суміші в процесі транспортування. Втім відсутність бурильної колони знімає можливість виникнення прихвату під час операції. Тампонажна суміш по стовбуру свердловини може бути закачаною з роздільними пробками. У деяких випадках суміш протискують у пласт кількома прийомами з контролем тиску на гирлі свердловини.

Під час транспортування тампонажної суміші по бурильній колоні найменшого її розбавлення рідиною досягають встановленням відкритого кінця труб нижче зони поглинання. Для запобігання складного прихвату в нижній частині колони труб доцільно встановлювати

легкосплавні бурильні труби (ЛБТ) без сталевих замків, довжину яких визначають висотою стовпа суміші в затрубному просторі.

У процесі *закачування суміші в пласт* колону труб періодично розходжують, а після завершення протискування бурильні труби піднімають на безпечну відстань і промивають, використовуючи об'єм бурового розчину, рівний об'єму піднятих труб.

В окремих випадках частковою заміною бурового розчину в затрубному просторі на більш легкий можна забезпечити рівень рідини в затрубному просторі на гирлі свердловини. Тоді ізоляційні роботи можуть бути виконані більш якісно зі встановленням нижнього кінця колони труб вище поглинаючого пласта.

Після спуску колони труб у затрубний простір закачують розрахунковий об'єм легкої рідини, який забезпечує у статичних умовах тиск на гирлі, рівний різниці тисків стовпа суміші і заміщеного нею бурового розчину від відкритого кінця колони труб до підшви пласта. Подальші ізоляційні роботи проводять при закритому гирлі свердловини. Це дає змогу контролювати ізоляційні роботи за зміною тиску в затрубному просторі та виділяти характерні моменти операції (вихід суміші із колони труб, заповнення стовбура свердловини, протискування в пласт).

Доставлення тампонажної суміші в поглинаючий пласт по бурильних трубах з пакером забезпечує якісну ізоляцію внаслідок попередження перетоків рідини по стовбуру свердловини та надійного її протискування. Пакер встановлюють на 30—50 м вище покрівлі пласта в стійких породах. Тампонажну суміш витискують із бурильних труб на максимально можливий об'ємній витраті, а протискують у пласт — на мінімальній. Контроль протискування здійснюють за тиском в нагнітальній лінії і об'ємом протискувальної рідини.

Якщо вище пакера відсутні породи, схильні до обвалювань і осипань, то бурильні труби з пакером залишають у свердловині на час, потрібний для затвердіння суміші. Після цього опресуванням поглинаючого пласта перевіряють якість ізоляційних робіт. За наявності зон обвалів і осипів порід треба використовувати розбурювані пакери.

В усіх випадках у процесі протискування тампонажної суміші в пласт максимальний тиск у свердловині має не перевищувати допустимий із умови гідравлічного розриву порід.

Для ефективної ізоляції високоінтенсивних поглинань у тріщинуватих і кавернозних породах потрібно використовувати тампонажну суміш із підвищеними реологічними властивостями, мінімальним терміном тужавлення і здатністю утворювати міцний камінь. Таким вимогам відповідають суміші, які готують безпосередньо у зоні поглинання у разі окремої доставки їхніх компонентів.

Відомі кілька способів, що дають змогу одержати тампонажну суміш у зоні поглинання роздільним доставлянням компонентів:

- по внутрішньотрубному і затрубному просторах;
- послідовним закачуванням компонентів;
- закачуванням одного компонента по трубах і доставлянням іншого (затверджувача) в контейнері змішувача;
- доставлянням одного компонента на вибій в закритих посудинах потоком іншого компонента і змішуванням їх при виході із труб.

Проте ці способи не знайшли широкого розповсюдження через труднощі одержання якісної тампонажної суміші.

У «ВолгоградНИПИнефть» розроблено спосіб приготування двокомпонентної тампонажної суміші в зоні поглинання. У затрубний простір закачують легку рідину до одержання надлишкового тиску на гирлі свердловини. В бурильні труби при закритому превенторі нагнітають послідовно компоненти суміші і в міру виходу з відкритого кінця першого компонента стравлюванням тиску на гирлі свердловини спрямовують його в затрубний простір. З виходом із бурильних труб другого компонента здійснюють їх сумісне протискування в зону поглинання.

Спосіб приготування суміші доставлянням одного із компонентів у закритих поліетиленових балонах розроблено у «ТатНИПИнефть» (Росія). Прискорювачі тужавлення транспортують у балонах разом із тампонажним розчином по колоні бурильних труб із гідромеханічним

пакером. При виході із бурильних труб балони руйнують ножами і прискорювач надходить в тампонажний розчин. Звичайно частину прискорювача добавляють у воду в процесі приготування тампонажного розчину, а іншу частину — в зоні поглинання. Тампонажну суміш закачують трьома порціями, і прискорювач тужавлення добавляють у другу порцію.

Для підвищення ізолювальних властивостей тампонажних сумішей у «ВНИИКРнефть» (м. Краснодар, Росія) запропоновано використовувати *спосіб глибинного гідродиспергування* шляхом спрямування струменя на екран або співвісний зустрічний струмінь. Це приводить до істотного збільшення питомої поверхні частин твердої фази тампонажного розчину і зв'язування вільної води. За такої обробки одержують тампонажну суміш з високими реологічними властивостями. Встановлено, що внаслідок диспергування твердої фази у 2—3 рази підвищується пластична міцність, на 15—20% скорочується час початку тужавлення, в 3—6 разів зменшується проникність і на 15—23% збільшується міцність тампонажного каменю.

Найпростіша конструкція глибинного гідродиспергатора типу «струмінь—екран» показана на рис. 8.20. Використовують металокерамічні сопла діаметром 10—15 мм. Для підвищення довговічності екран армують твердим сплавом.

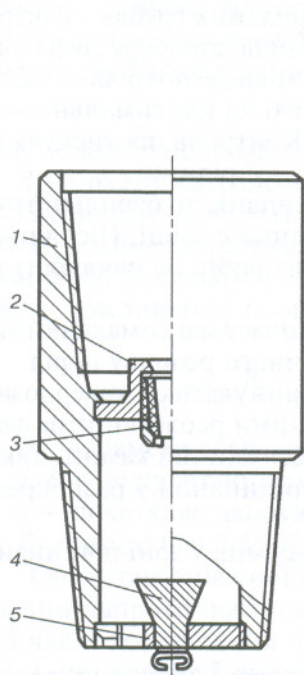


Рис. 8.20. Схема глибинного гідродиспергатора:
1 — корпус; 2 — тримач;
3 — сопло; 4 — екран;
5 — обойма

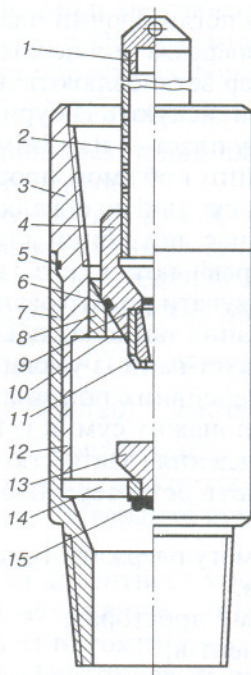


Рис. 8.21. Схема глибинного гідродиспергатора скидувального типу:
1 — кришка; 2 — фільтр; 3 — муфта;
4 — пробка; 5, 6 — ущільнювальні кільця;
7 — ніпель; 8 — сидло; 9 — прокладка;
10 — тримач; 11 — сопло; 12 — циліндр;
13 — екран; 14 — обойма; 15 — шплінт

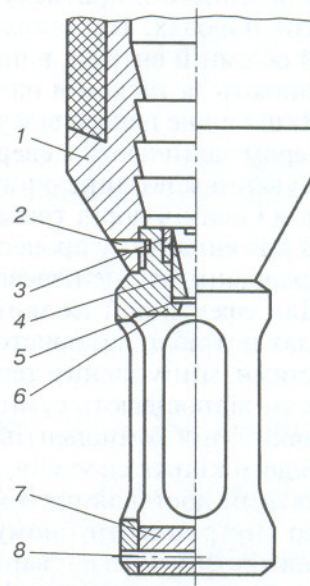


Рис. 8.22. Схема розбурюваного глибинного гідродиспергатора:
1 — стовбур; 2 — шпильки;
3 — затискувальна гайка;
4 — сопло; 5 — прокладка;
6 — корпус; 7 — екран;
8 — палець

Конструкція гідродиспергатора скидального типу (рис. 8.21) дає змогу здійснювати намівання наповнювачів і проводити гідродинамічні дослідження. Для ізоляційних робіт у свердловину опускають на бурильних трубах корпус диспергатора із встановленими екраном і захисним циліндром. На необхідній глибині встановлюють пакер, здійснюють гідродинамічні дослідження і за потреби — намівання наповнювачів. Потім скидають пробку з соплом і фільтром та посадкою її на сидло приводять гідродиспергатор в робочий стан.

Розбурюваний гідродиспергатор (рис. 8.22) використовують разом із розбурюваним пакером. Диспергатор установлюють замість сидла розбурюваного пакера і кріплять шпильками.

Всі деталі диспергатора (крім сопла) виготовляють із легкорозбурюваного чавуна. Після закачування суміші протискують пробку, яка перекриває стовбур розбурюваного пакера. Нерозбурювану частину пакера від'єднують і підіймають на поверхню, а інші елементи після затвердіння суміші розбурюють.

Під час проведення ізоляційних робіт на площах Східного Сибіру з успіхом використовували *гідроімпульсний спосіб*, суть якого полягає у кольматації поглинаючого пласта тампонажною сумішшю з наповнювачем або без нього шляхом чергування репресій і депресій. У свердловину до підшови пласта опускають бурильний інструмент із самоущільнювальними еластичними манжетами в нижній частині, зворотними клапанами, а також іншими елементами, за допомогою яких можна зменшити кільцеві зазори. Після закачування тампонажної суміші і витіснення її у стовбур свердловини інструмент піднімають вище рівня суміші і проводять ізоляційні роботи, застосовуючи циклічні депресії і репресії, які створюються відповідно підйомом і спуском інструменту. Контролюють процеси насичення пласта і керують ним регулюванням швидкості спуску.

Для ізоляції пластів, що поглинають з високою інтенсивністю, і за наявності зон АНПТ перспективним є використання *технічних засобів, які відсікають тиск у свердловині після закачування тампонажної суміші*. На рис. 8.23 показані принципові схеми таких технічних рішень (М.А. Мислюк, Т.Г. Головатий, В.Г. Ясов та ін.).

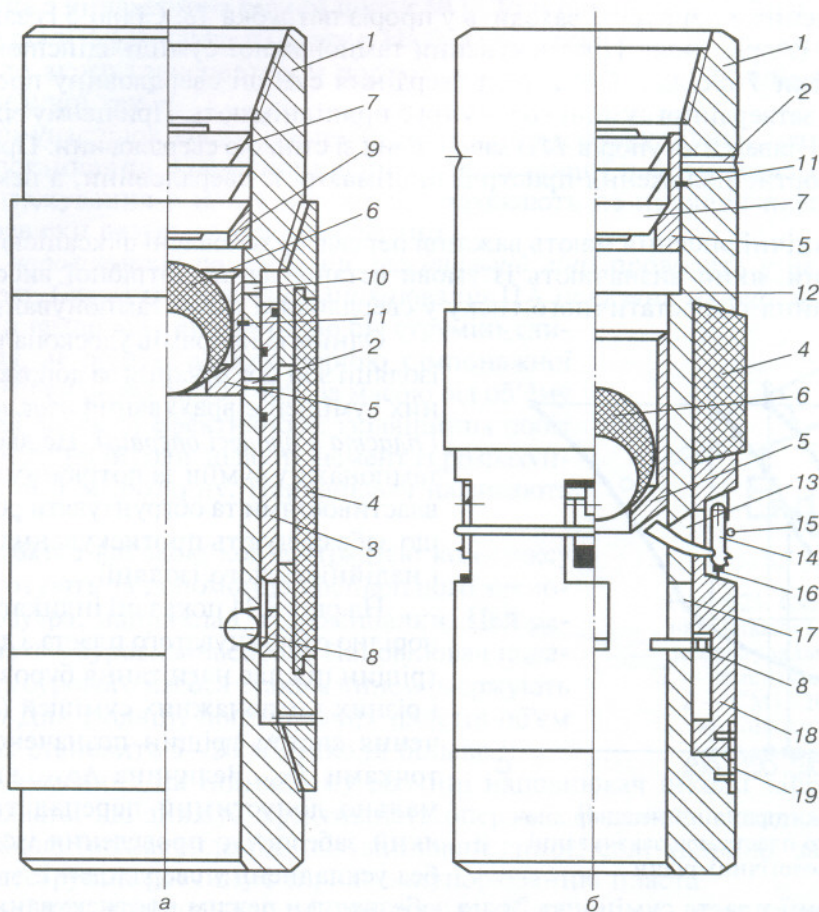


Рис. 8.23. Схеми пристроїв (*а* — розбурюваного, *б* — нерозбурюваного) для ізоляції поглинаючого пласта:

- 1 — корпус; 2, 10 — отвори; 3 — перекривач; 4 — пакер; 5, 9 — сідла;
- 6 — запірний елемент; 7 — роздільна пробка; 8 — фіксатор переміщення;
- 11, 19 — зрізні елементи; 12 — виступ; 13, 17 — прорізи; 14 — упор;
- 15 — фіксатор; 16 — штовхач; 18 — патрубок

Після спуску бурильних труб із розбурюваним пристроєм (рис. 8.23,а) до потрібної глибини свердловину промивають і закачують розрахункові об'єми тампонажної суміші, а також порції протискувальної рідини, які розділені між собою запірним елементом 6. Нижня частина порції протискувальної рідини фіксується роздільною пробкою 7. Після протискування і посадки запірної частини 6 в сидло 5 зрізаються елементи 11 і сидло 5 переміщується до фіксатора 8, відкриваючи при цьому отвори 2 і 10. Через отвори 2 здійснюється пакування, а через отвори 10 — переміщення перекривача 3 для ізоляції внутрішньої порожнини пакера 4. При суміщенні нижнього отвору 10 у перекривачі 3 з фіксатором переміщення 8 останній під дією сидла 5 витискується в цей отвір. Протискування тампонажної суміші в пласт продовжують до моменту посадки роздільної пробки 7 в сидло 9 з відсіканням дії внутрішньотрубного тиску на пласт.

Після затвердіння тампонажної суміші труби від'єднують від пристрою, а пристрій розбурюють разом із цементним стаканом.

Принцип роботи нерозбурюваного пристрою (рис. 8.23,б) по суті аналогічний вищеприступаному. Після посадки запірної частини 6 у сидло 5 і збільшення тиску розривається фіксатор 15, який утримує упори 14. Переміщення сидла забезпечує зачеплення упорів зі стінкою свердловини, і частковим розвантаженням колони труб здійснюється пакування. Після висунення штовхачів 16 із прорізів 13 корпусу 1 сидло переміщується до фіксатора 8, який з переміщенням корпусу 1 заходить у проріз патрубку 18. Сидло 5 із запірним елементом 6 виходять із пристрою. Протискування тампонажної суміші здійснюють до посадки роздільної пробки 7 в сидло 5. У період твердіння суміші свердловину промивають через отвори 2. Після затвердіння суміші колону труб припіднімають. При цьому відбуваються знімання пакера 4 і виведення упорів 14 із зачеплення зі стінкою свердловини. Приведений таким чином у транспортне положення пристрій піднімають із свердловини, а цементний стакан розбурюють.

Описані технічні рішення мають важливі переваги, зумовлені фіксацією об'єму протискувальної рідини, який визначають із умови встановлення потрібної висоти цементного моста та відсікання гідростатичного тиску у свердловині після тампонування.

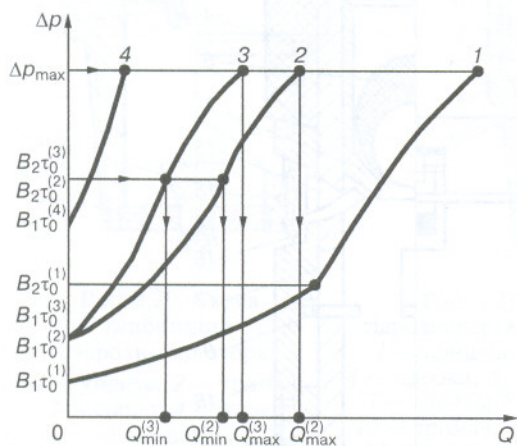


Рис. 8.24. Індикаторні лінії неоднорідно-тріщинуватого пласта при закачуванні технологічних рідин

Одним із напрямів удосконалення технології ізоляції зон поглинання за допомогою тампонажних сумішей є врахування взаємодії свердловини і пласта в процесі операції. Це дає змогу вибрати тампонажну суміш за потрібними реологічними властивостями та обґрунтувати режими операції, що забезпечують протискування суміші в пласт і надійність його ізоляції.

На рис. 8.24 показані індикаторні лінії неоднорідно-тріщинуватого пласта з двома системами тріщин під час нагнітання бурового розчину (1) і різних тампонажних сумішей (2—4). Підключення систем тріщин позначено відповідними точками $B\tau_0$. Величина $\Delta p_{\max}$ визначає максимально допустимий перепад тиску на пласт, який забезпечує проведення ізоляційних робіт без ускладнень у свердловині.

У разі ізоляції пласта сумішшю 2 слід забезпечити режим протискування, який визначається витратами $Q_{\min}^{(2)}$ та $Q_{\max}^{(2)}$ і перепадами тиску $B_2\tau_0^{(2)}$ та $\Delta p_{\max}$.

Наведені дані розкривають суть вимог, що ставляться до вибору реологічних властивостей тампонажної суміші у разі ізоляції неоднорідного пласта.

Величина τ_0 має забезпечити можливість протискування суміші у виявлені за результатами гідродинамічних досліджень системи тріщин. Так, застосування суміші 4 не дає змоги

Після спуску бурильних труб із розбурюваним пристроєм (рис. 8.23,а) до потрібної глибини свердловину промивають і закачують розрахункові об'єми тампонажної суміші, а також порції протискувальної рідини, які розділені між собою запірним елементом 6. Нижня частина порції протискувальної рідини фіксується роздільною пробкою 7. Після протискування і посадки запірного елемента 6 в сидло 5 зрізаються елементи 11 і сидло 5 переміщується до фіксатора 8, відкриваючи при цьому отвори 2 і 10. Через отвори 2 здійснюється пакування, а через отвори 10 — переміщення перекривача 3 для ізоляції внутрішньої порожнини пакера 4. При суміщенні нижнього отвору 10 у перекривачі 3 з фіксатором переміщення 8 останній під дією сидла 5 витискується в цей отвір. Протискування тампонажної суміші в пласт продовжують до моменту посадки роздільної пробки 7 в сидло 9 з відсіканням дії внутрішньотрубного тиску на пласт.

Після затвердіння тампонажної суміші труби від'єднують від пристрою, а пристрій розбурюють разом із цементним стаканом.

Принцип роботи нерозбурюваного пристрою (рис. 8.23,б) по суті аналогічний вищеприказаному. Після посадки запірного елемента 6 у сидло 5 і збільшення тиску розривається фіксатор 15, який утримує упори 14. Переміщення сидла забезпечує зачеплення упорів зі стінкою свердловини, і частковим розвантаженням колони труб здійснюється пакування. Після висунення штовхачів 16 із прорізів 13 корпусу 1 сидло переміщується до фіксатора 8, який з переміщенням корпусу 1 заходить у проріз патрубку 18. Сидло 5 із запірним елементом 6 виходять із пристрою. Протискування тампонажної суміші здійснюють до посадки роздільної пробки 7 в сидло 5. У період твердіння суміші свердловину промивають через отвори 2. Після затвердіння суміші колону труб припіднімають. При цьому відбуваються знімання пакера 4 і виведення упорів 14 із зачеплення зі стінкою свердловини. Приведений таким чином у транспортне положення пристрій піднімають із свердловини, а цементний стакан розбурюють.

Описані технічні рішення мають важливі переваги, зумовлені фіксацією об'єму протискувальної рідини, який визначають із умови встановлення потрібної висоти цементного моста та відсікання гідростатичного тиску у свердловині після тампонування.

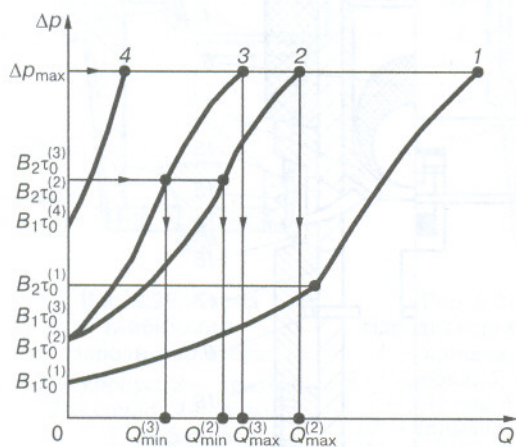


Рис. 8.24. Індикаторні лінії неоднорідно-тріщинуватого пласта при закачуванні технологічних рідин

У разі ізоляції пласта сумішшю 2 слід забезпечити режим протискування, який визначається витратами $Q_{\min}^{(2)}$ та $Q_{\max}^{(2)}$ і перепадами тиску $B_{2\tau_0}^{(2)}$ та $\Delta p_{\max}$.

Наведені дані розкривають суть вимог, що ставляться до вибору реологічних властивостей тампонажної суміші у разі ізоляції неоднорідного пласта.

Величина τ_0 має забезпечити можливість протискування суміші у виявлені за результатами гідродинамічних досліджень системи тріщин. Так, застосування суміші 4 не дає змоги

Одним із напрямів удосконалення технології ізоляції зон поглинання за допомогою тампонажних сумішей є врахування *взаємодії свердловини і пласта в процесі операції*. Це дає змогу вибрати тампонажну суміш за потрібними реологічними властивостями та обґрунтувати режими операції, що забезпечують протискування суміші в пласт і надійність його ізоляції.

На рис. 8.24 показані індикаторні лінії неоднорідно-тріщинуватого пласта з двома системами тріщин під час нагнітання бурового розчину (1) і різних тампонажних сумішей (2—4). Підключення систем тріщин позначено відповідними точками B_{τ_0} . Величина $\Delta p_{\max}$ визначає максимально допустимий перепад тиску на пласт, який забезпечує проведення ізоляційних робіт без ускладнень у свердловині.

надійно ізолювати другу систему тріщин (оскільки $B_2\tau_0^{(4)} \gg \Delta p_{\max}$). Підвищення пластичної в'язкості зменшує робочий діапазон витрат (індикаторні лінії для сумішей 2 та 3).

Наведений приклад ілюструє можливу причину неякісної ізоляції тріщинуватого поглинаючого пласта. З практики відомі випадки, коли після протискування тампонажної суміші в пласт з високими тисками на цементувальній головці поглинання з меншою інтенсивністю відбувалося зразу після розбурювання цементного стакана.

Попереднє *намівання наповнювачів* у пласт використовують для зменшення інтенсивності поглинання. Ефективність цього заходу визначається передусім достовірністю інформації про форми і розміри поглинаючих каналів. Доцільно спочатку намівати наповнювач більшої фракції і зі зменшенням інтенсивності поглинання переходити на менші розміри наповнювача.

За відсутності інформації про форму і розміри поглинаючих каналів наповнювачі намівають, починаючи з менших розмірів.

Якщо інтенсивність поглинання не змінюється, то намівають наповнювач з більшим розміром частинок. У разі позитивного результату рішення про перехід на намівання наповнювача з меншими розмірами частинок приймають залежно від темпу зміни інтенсивності поглинання.

Намівання наповнювача через лійкоподібний завантажувач використовують під час ліквідації поглинань з динамічним рівнем понад 50 м. Відкритий кінець бурильних труб установлюють у покрівлі поглинаючого пласта. На бурильні труби встановлюють лійкоподібний завантажувач, до якого транспортером подають наповнювач під струмінь рідини із вищерозташованої ведучої труби.

Наповнювач унаслідок тиску, пропорційного динамічному рівню, транспортується рідиною в зону поглинання. Після намівання першої порції наповнювача (2—3 т) та у разі потреби її протискування в пласт інструмент опускають до підшви пласта і виконують роботи для перевірки результативності операції.

Намівання наповнювачів по закритій нагнітальній лінії проводять у разі надлишкового тиску на гирлі. Схема намівання наповнювачів ЦА показана на рис. 8.25. Наповнювач подають у малий тампонажний резервуар під струмінь глинистого розчину, де приготівляють порцію тампонажної суміші. Вміст наповнювача до 30—40% за масою від об'єму розчину. Для підвищення ефективності ізоляційних робіт до глинистого розчину інколи додають цемент із розрахунку до 30—40 кг на 1 м³ розчину. Наповнювач намівають порціями.

«М'які» пробки з високою концентрацією комплексу наповнювачів готують за допомогою спеціального технологічного резервуара, наприклад, гідромішалки. Цей резервуар обв'язують з буровим насосом. Наповнювач подають під струмінь бурового насоса і таким чином одержують «м'яку» пробку. Для ізоляції поглинаючих пластів об'єм «м'яких» пробок становить 5—20 м³, інколи більше.

У процесі намівання на глинистому розчині наповнювач інколи заноситься у віддалену частину пласта, що знижує ефективність операції. В деяких випадках цьому можна запобігти обробкою (поліакриламід, полівініловий спирт, солі кальцію, заліза та ін.), що призводить до деструкції розчину і сприяє закупорюванню пласта.

Перекиривальні пристрої призначені для ліквідації поглинань установленням труби або оболонки на стінці свердловини. Із відомих технічних рішень найефективнішим слід вважати створення профільних перекиривачів із використанням розширеної за діаметром труби, які не потребують зміни конструкції свердловини.

Використання розширеної за діаметром труби для перекриття зон поглинання вперше запропонував В.Г.Ясов.

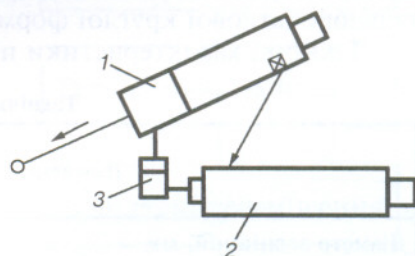


Рис. 8.25. Схема намівання наповнювача за допомогою цементувального агрегату: 1 — цементувальний агрегат; 2 — СМН-20; 3 — малий тампонажний резервуар із наповнювачем

На рис. 8.26 показана схема профільного перекивача, розробленого у «ТатНИПИнефть». Перекивач складається із профільних труб 2, довжина яких вибирається із умови перекриття зони поглинання знизу і зверху не менше ніж на 1,5 м. На нижній трубі встановлюють чавунний башмак 4, а на верхній — перехідник 1 з лівою різьбою. Профільні труби з'єднуються між собою за допомогою упорних різьб.

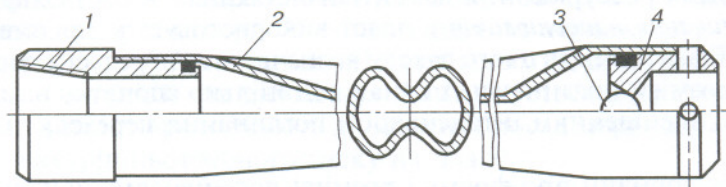


Рис. 8.26. Схема профільного перекивача конструкції «ТатНИПИнефть»

Перед спуском перекивача у свердловину проводять підготовчі роботи, які охоплюють проробку свердловини в інтервалі встановлення перекивача, шаблонування перекивача на проходимість кулі 3 по двох каналах профільних труб, шаблонування бурильних труб. У разі потреби готують герметизувальну пасту із бітуму марки БП-4 і наносять її у западини перекивача з інтервалом 10 см, попередньо нагрівши місце нанесення пасту до 50—70 °С.

Після спуску перекивача в бурильні труби опускають кулю, під'єднують ведучу трубу і встановлюють перекивач у потрібному інтервалі. Закачуванням бурового розчину доводять кулю до отвору в башмаку і подальшим підвищенням тиску розширюють перекивач до щільного притиснення до стінок свердловини. Розвантаженням інструменту на 150—200 кН перевіряють надійність закріплення перекивача на стінках свердловини.

Після роз'єднання і підйому бурильних труб опускають розвальцьовувач, за допомогою якого розширюють труби у різьбових з'єднаннях, шаблунують профільну частину перекивача і розвальцьовують нижній кінець труби.

Дослідження, виконані у «ТатНИПИнефть», показали, що поперечний переріз перекивача у вигляді «вісімки» є найраціональнішим. Він забезпечує достатньо повне відновлення першопочаткової круглої форми труби.

Технічні характеристики профільних перекивачів наведено у табл. 8.15.

Таблиця 8.15

Технічні характеристики профільних перекивачів

Параметр	Перекивач	
	П219/216	П219/190
Діаметр зовнішній, мм	200	180
Товщина стінки, мм	8	8
Тиск для забезпечення розширення, МПа	12—14	12—14
Діаметр свердловини для встановлення перекивача, мм	215,9	190,5

Для використання профільних перекивачів у «ТатНИПИнефть» розроблено спеціальну компоновку, яка дає змогу виконати за один рейс інструменту всі операції, включаючи і розвальцьовування. Можливість аварійної ситуації під час встановлення перекивача підвищується зі збільшенням довжини секції та кількості у ній різьбових з'єднань. В окремих випадках довжину перекивача доводили до 120 м.