

8.2. ПОГЛИНАННЯ БУРОВОГО І ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНІВ

8.2.1. ПРИЧИНИ ПОГЛИНАНЬ

Поглинання можуть виникати в пластах, проникність яких визначається гранулярною пористістю, а також наявністю тріщин і каверн. Розрізняють *механізми поглинання* в'язких і структурованих рідин. *Поглинання в'язких рідин* можуть виникати в різних проникних породах. Особливість *механізму поглинання структурованих рідин* полягає в тому, що гранулярні породи не поглинають їх навіть за високих перепадів тиску між свердловиною і пластом. Поглинання структурованих бурових розчинів у таких пластах виникають, в основному, внаслідок їх гідравлічного розриву, тобто утворення в пласті штучних тріщин під дією високого гідравлічного тиску.

Виникнення поглинання під час буріння свердловини характеризується *градієнтом тиску виникнення поглинання* $\text{grad}[p] = [p]/z$, перевищення якого відповідно до умови (8.1) призводить до поглинання у пласті з вертикальною координатою z , яку відраховують від гирла свердловини.

Поглинання структурованих рідин можуть виникати у таких характерних ситуаціях:
поглинаючий пласт має систему відкритих тріщин і каверн;
поглинаючий пласт має систему закритих від дії геостатичного тиску тріщин;
поглинаючий гранулярний пласт не має природних тріщин.

У разі розбурювання пласта, який має *гідродинамічний зв'язок зі свердловиною через систему відкритих тріщин або каверн*, поглинання виникне, якщо тиск у свердловині перебільшуватиме суму пластового тиску p_n і перепад тиску Δp_3 , потрібного для зсуву структурованої рідини в тріщинах пласта. Градієнт тиску виникнення поглинання в такому випадку визначають за формулою

$$\text{grad}[p] = \text{grad } p_n + \Delta p_3 / z, \quad (8.4)$$

де $\text{grad } p_n$ — градієнт пластового тиску.

Величина Δp_3 залежить від геометричних розмірів тріщин, пружних характеристик порід пласта та пластичних властивостей (статичного напруження зсуву (СНЗ)*) бурового розчину; її можна визначити тільки дослідним шляхом.

Поглинання у пласті з *закритими від дії геостатичного тиску тріщинами* виникає у разі, коли тиск у свердловині більше суми напружень, які стискають стінки тріщин, і перепаду Δp_3 . Для вертикальних тріщин у пласті градієнт тиску виникнення поглинання оцінюють за формулою

$$\text{grad}[p] = \frac{\lambda}{1-m} \text{grad}(p_r \pm p_t - p_n) + \text{grad } p_n + \frac{\Delta p_3}{z}, \quad (8.5)$$

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

μ — коефіцієнт Пуассона;

m — пористість порід пласта;

p_t — величина тектонічних напружень.

* Розшифровка умовних скорочень в кінці тому.

У формулі (8.5) враховано знак тектонічних напружень, які можуть бути стискними (+) і розтяжними (-). Для горизонтальних тріщин у пласті в формулі (8.5) потрібно взяти $\lambda = 1$.

Для *гранулярного пласта* поглинання структурованих рідин можуть виникнути внаслідок гідравлічного розриву порід (утворення тріщин у пласті під дією тиску). Формула оцінки $\text{grad}[p]$ у разі припущення найімовірнішого утворення вертикальних тріщин має вигляд

$$\text{grad}[p] = \frac{\lambda}{1-m} \text{grad}(p_r \pm p_t - p_n) + \text{grad} p_n + (\sigma_p + \Delta p_3)/z, \quad (8.6)$$

де σ_p — міцність породи пласта на розрив.

Формули (8.4)—(8.6) визначають градієнт тиску виникнення поглинання структурованих розчинів за різними причинами. На виникнення поглинань під час буріння свердловин впливають геологічні, технологічні і організаційні фактори. *Геологічні фактори* характеризують причину виникнення поглинання в процесі розбурювання конкретного пласта та вихідні дані, що визначають градієнт тиску виникнення поглинання. *Технологічні фактори* по суті зв'язані з вибором раціональної конструкції свердловини та гідродинамічною ситуацією в свердловині під час виконання різних технологічних операцій, яка приводить до виконання умови (8.1) хоча б для одного пласта у відкритому розрізі стовбура свердловини. *Організаційні фактори* зумовлені ефективністю розробки та реалізації технологічних заходів для запобігання поглинанням.

8.2.2. ГІДРОДИНАМІКА ПОГЛИНАЮЧОГО ПЛАСТА

Важливою характеристикою поглинаючого пласта є його *гідродинамічна модель*, яка виражає залежність між інтенсивністю поглинання Q (об'єм рідини, що надходить у пласт за одиницю часу) та перепадом тиску на пласт $\Delta p = p_c - p_n$. Гідродинамічну модель будують на основі уявлень про закономірності руху рідини в поглинаючому пласті і використовують у прикладних інженерних задачах для запобігання поглинанням та їх ліквідації.

За В.І.Криловим, течію рідин у каналах поглинаючого пласта можна описати законами: для *пористого середовища*

$$Q = c \Delta p; \quad (8.7)$$

для *тріщинно-кавернозного середовища*

$$Q = c\sqrt{\Delta p}; \quad (8.8)$$

для *дрібнопористого середовища*

$$Q = c \Delta p^2, \quad (8.9)$$

де c — коефіцієнт інтенсивності поглинання.

В.І.Міщевич узагальнив модель поглинаючого пласта у вигляді *потрійного тріщинно-кавернозно-пористого середовища*

$$Q = c_1\sqrt{\Delta p} + c_2\Delta p + c_3\Delta p^2. \quad (8.10)$$

Тут коефіцієнти c_1 , c_2 та c_3 визначають приймальність кожного середовища відповідно до законів (8.7)—(8.9).

У практиці використовують також *нелінійні закони* течії рідин у каналах поглинаючого пласта:

Смрекера

$$Q = c \Delta p^n; \quad (8.11)$$

Форхгеймера

$$\Delta p = aQ + bQ^2, \quad (8.12)$$

де n — показник режиму фільтрації ($0,5 \leq n \leq 1$);

a, b — параметри пласта.

Модель тріщинного поглинаючого пласта з урахуванням змінної форми тріщин запропоновував М.А. Мислюк. Ця модель, на відміну від законів (8.7)—(8.11), дає змогу прогнозувати течію рідин із різними властивостями і вивчати нестационарні процеси. Модель побудовано з використанням таких положень.

Система тріщин — це сукупність однакових за формою і розмірами тріщин, що характеризуються певним напрямком у просторі (рис. 8.1). Пласт вважають *однорідно-тріщинним*, якщо гідродинамічна модель має одну систему тріщин. *Неоднорідно-тріщинний пласт* представлений кількома системами тріщин. Пласт вважають *недеформованим*, якщо впливом його деформації на характер руху рідин у межах створюваних гідродинамічних навантажень можна знехтувати.

Стаціонарну ламінарну течію в'язкопластичної рідини в *недеформованому однорідно-тріщинному пласті* описують такі рівняння:

система плоских тріщин з постійним перерізом

$$p_c - p_n = \frac{Q}{\Gamma} + B \frac{(p_c - p_n)}{|p_c - p_n|} \tau_0; \quad (8.13)$$

система звужуваних тріщин

$$p_c - p_n = \frac{Q}{\Gamma} + B \frac{(p_c - p_n)}{|p_c - p_n|} \tau_0 + CQ^2; \quad (8.14)$$

система розширюваних (у тому числі радіальних) тріщин

$$p_c - p_n = \frac{Q}{\Gamma} + B \frac{(p_c - p_n)}{|p_c - p_n|} \tau_0 - CQ^2. \quad (8.15)$$

Гідродинамічні параметри Γ , B та C пласта визначають за формулами:

система звужуваних і з постійним перерізом тріщин

$$\Gamma = \frac{2l_1 n}{3\eta} \left(\int_{x_1}^{x_2} \frac{dx}{D^3} \right)^{-1}; \quad B = \frac{3}{2} \int_{x_1}^{x_2} \frac{dx}{D}; \quad C = \frac{\rho[D^2(x_1) - D^2(x_2)]}{8n^2 l_1^2 D^2(x_1) D^2(x_2)}; \quad (8.16)$$

система радіальних тріщин

$$\Gamma = \frac{4\pi n}{3\eta} \left(\int_{R_c}^{R_k} \frac{dr}{rD^3} \right)^{-1}; \quad B = \frac{3}{2} \int_{R_c}^{R_k} \frac{dr}{D}; \quad C = \frac{\rho[R_k^2 D^2(R_k) - R_c^2 D^2(R_c)]}{32\pi^2 n^2 R_c^2 R_k^2 D^2(R_c) D^2(R_k)}; \quad (8.17)$$

де n — кількість тріщин у моделі пласта;

l_1 — ширина тріщини;

ρ, η, τ_0 — відповідно густина, в'язкість і динамічне напруження зсуву (ДНЗ) рідини;

$2D$ — величина розкриття тріщини як функція координати x або r ;

$x_1(R_c), x_2(R_k)$ — координати відповідно входу і виходу тріщини (рис. 8.1).

На рис. 8.2 показані графічні залежності моделей (8.13)—(8.15) для випадків репресій ($p_c > p_n$) і депресій ($p_c < p_n$). Характер відхилення залежності у бік осі інтенсивності поглинання або перепаду тиску може діагностувати форму тріщин поглинаючого пласта.

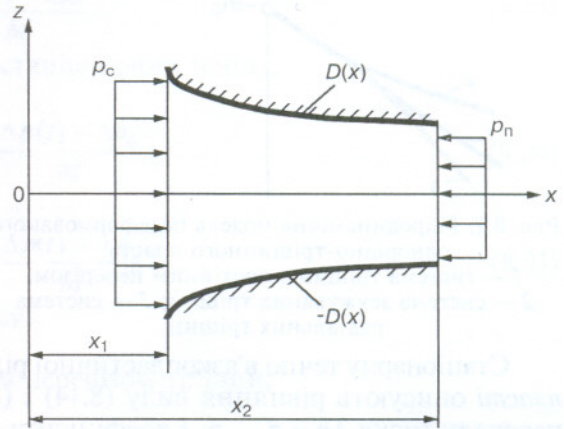


Рис. 8.1. Розрахункова схема тріщини зі змінним перерізом

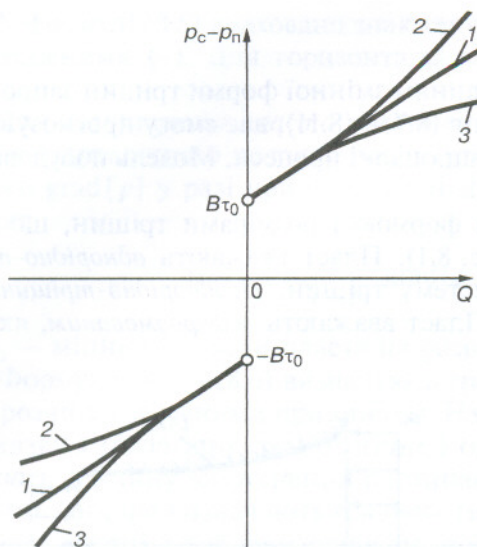


Рис. 8.2. Гідродинамічна модель недеформованого однорідно-тріщинного пласта:

1 — система тріщин з постійним перерізом;
2 — система звужуваних тріщин; 3 — система радіальних тріщин

Стационарну течію в'язкопластичної рідини в *пружnodeформованому однорідно-тріщинному пласті* описують рівняння виду (8.14) і (8.15), в яких параметри Γ^* , B^* і C^* є функціями перепаду тиску $\Delta p = p_c - p_n$ і коефіцієнта стисливості β^* стінок тріщини.

Для пружnodeформованого пласта коефіцієнт стисливості стінок тріщини відображує залежність їх розкриття $2D^*(x, p)$ від тиску згідно з формулою

$$D^*(x, p) = D(x) [1 + \beta^* (p - p_n)].$$

На рис. 8.3 показані характерні гідродинамічні моделі пружnodeформованого пласта для випадків репресій і депресій. Для репресії приймальність пружnodeформованого пласта збільшується порівняно з недеформованим, а для депресії Q зменшується з чітким екстремумом і при $p_c - p_n = -1/\beta^*$ (тріщини зникають) дорівнює нулю.

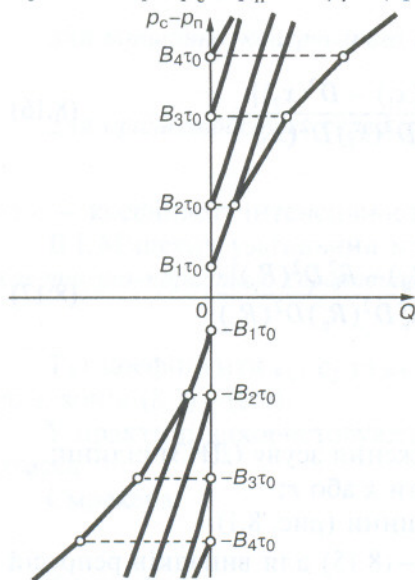


Рис. 8.4. Гідродинамічна модель неоднорідно-тріщинного пласта

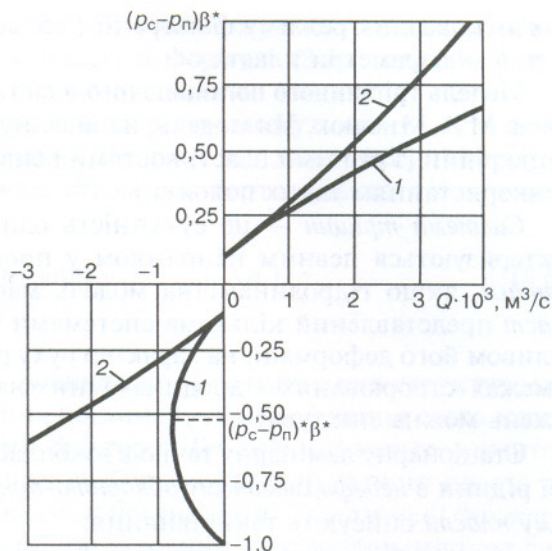


Рис. 8.3. Гідродинамічна модель пружnodeформованого (1) і недеформованого (2) пластів:

$\beta^* = 0,02 \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1}$; $\Gamma = 0,1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$;
 $B_{\tau_0} = 5 \cdot 10^5 \text{ Па}$; $C = 0,5 \cdot 10^{11} \text{ Па} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$

Особливість стационарної течії в'язкопластичної рідини у *неоднорідному пласті* полягає в ефекті підключення систем тріщин в умовах відповідних перепадів тиску. Нехай неоднорідний пласт представлений j системами тріщин з постійним перерізом і має місце нерівність $B_1 < B_2 < \dots < B_j$. Очевидно (рис. 8.4), що за перепадів тиску $B_1\tau_0 \leq |\Delta p| < B_2\tau_0$ відбуватиметься течія рідини у першій системі тріщин, а при $B_2\tau_0 \leq |\Delta p| < B_3\tau_0$ — у першій і другій системах тріщин сумісно і т.д. Ефект підключення систем тріщин на гідродинамічній моделі пласта характеризується наявністю точок злому з відхиленням залежності $Q(\Delta p)$ у бік осі Q у разі як репресій, так і депресій.

Наведений випадок можна розповсюдити і на системи тріщин з різними геометричними формами. Гідродинамічну модель неоднорідного пласта описує рівняння неперервності

$$Q = \sum_{i=1}^j Q_i(p_c - p_n), \quad (8.18)$$

де $Q_i(\Delta p)$ — гідродинамічна модель i -ї системи тріщин, яку визначають рівняннями (8.13)—(8.15).

У рівнянні (8.18) підсумовування виконують за індексами, для яких $|\Delta p| > B_i \tau_0$.

Моделі (8.13)—(8.15) та (8.18) справедливі також для нелінійного пружного режиму фільтрації в'язкої рідини з початковими градієнтами тиску з урахуванням заміни $B_i \tau_0$ на початкові перепади тиску Δp_{0i} зсуву. Їх можна використовувати для оцінки приймальності пласта під час закачування рідин з різними властивостями.

Рівняння нестационарної течії в'язкої рідини в недеформованому однорідно-тріщинному пласті з урахуванням прояву початкових градієнтів тиску зсуву мають вигляд:

система плоских тріщин з постійним перерізом

$$\frac{dQ}{dt} + \frac{Q}{\Gamma M} = \frac{\Delta p(t) - \Delta p_0}{M}, \quad (8.19)$$

де M — гідродинамічний параметр пласта при нестационарних течіях;

система звужуваних тріщин

$$\frac{dQ}{dt} + \frac{Q}{\Gamma M} + \frac{C}{M} Q^2 = \frac{\Delta p(t) - \Delta p_0}{M}; \quad (8.20)$$

система радіальних тріщин

$$\frac{dQ}{dt} + \frac{Q}{\Gamma M} - \frac{C}{M} Q^2 = \frac{\Delta p(t) - \Delta p_0}{M}, \quad (8.21)$$

де $\Delta p(t)$ — перепад тиску на пласт як функція часу;

$$M = \frac{\rho}{2nl_1} \int_{x_1}^{x_2} \frac{dx}{D(x)} \text{ для звужуваних та з постійним перерізом тріщин};$$

$$M = \frac{\rho}{4\pi n} \int_{R_c}^{R_k} \frac{dr}{rD(r)} \text{ для радіальних тріщин}.$$

Рівняння (8.19)—(8.21) з урахуванням заміни Δp_0 на $B\tau_0$ можна використовувати і для вивчення нестационарних течій в'язкопластичних рідин в однорідно-тріщинному пласті.

8.2.3. ДОСЛІДЖЕННЯ ПОГЛИНАЮЧИХ ПЛАСТІВ

Ефективність способів боротьби з поглинаннями визначається наявністю інформації про поглинаючі горизонти (глибина залягання, пластовий тиск, характеристика порід і флюїдів, гідродинамічна характеристика та ін.), яку одержують при бурінні і з допомогою різних методів досліджень.

Промислово-геофізичні методи застосовують для визначення меж поглинаючих горизонтів та вивчення характеру будови горизонтів (пластів) і стану привибійної зони.

Межі поглинаючих пластів визначають за допомогою електротермометрії, резистивіметрії, методу радіоактивних ізотопів і витратометрії. Суть цих методів полягає у порівнянні фонових кривих із кривими, одержаними під час закачування у свердловину розчину з меншою температурою (електротермометрія) та більшою мінералізацією (резистивіметрія) чи порції радіоактивної рідини (метод радіоактивних ізотопів) або у вимірах швидкості потоку рідини по стовбуру свердловини в процесі її доливання з постійною продуктивністю (витратометрія). Поглинаючий пласт діагностують за характерними аномаліями на відповідних кривих (рис. 8.5).

Електротермометрія найефективніша за значного температурного градієнта і великої інтенсивності поглинання. В глибоких свердловинах цей метод, як правило, не використовують. *Витратометрію* застосовують у процесі буріння свердловин з промиванням водою або низьков'язкими розчинами та інтерпретують з урахуванням кавернограм. За допомогою методів електричного, акустичного і радіоактивного каротажів, а також кавернометрії і глибинних акустичних телекамер одержують повнішу інформацію про поглинаючий пласт і стан привибійної зони (див. розділ 1.8, том 1).



Рис. 8.5. Схема виділення межі поглинаючого пласта:

1 — фонові криві; 2, 2', 2'' — криві, одержані через певні проміжки часу; 3 — крива зміни швидкості потоку

Гідродинамічні методи дослідження поглинаючих пластів використовують для побудови гідродинамічної моделі, за якою одержують емпіричну залежність між інтенсивністю поглинання та перепадом тиску на пласт, тобто *індикаторну лінію поглинаючого пласта*. Гідродинамічні дослідження проводять на усталених і неусталених режимах фільтрації методом нагнітання або відбору рідини.

Дослідження на *усталених режимах фільтрації* зводять до визначення усталеного перепаду тиску Δp_i на пласт під час нагнітання (відбору) рідини з продуктивністю Q_i (рис. 8.6).

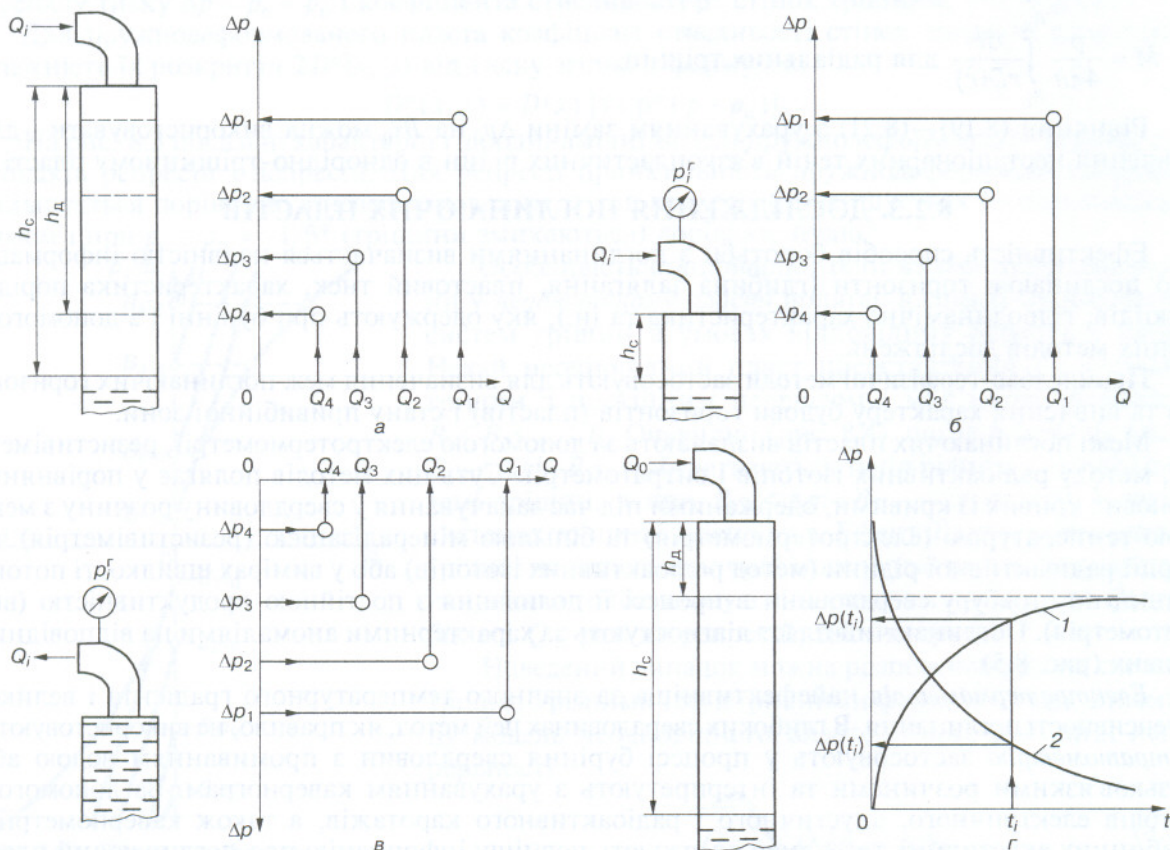


Рис. 8.6. Методи гідродинамічних досліджень поглинаючих пластів

Їх можна реалізувати за методами:

а) постійних динамічних h_{di} рівнів у процесі закачування рідини з продуктивністю Q_i (рис. 8.6,а), де $\Delta p_i = \rho g (h_c - h_{di})$; ρ — густина рідини. Метод використовують за умови великих статичних рівнів ($h_c > 50$ м);

б) усталених нагнітань із продуктивністю Q_i (рис. 8.6,б), де $\Delta p_i = p_i^r - \rho g h_c$; p_i^r — тиск на гірлі свердловини;

в) усталених відборів із продуктивністю Q_i (рис. 8.6,в), де $\Delta p_i = p_i^r - p^r$; p_i^r — тиск на гірлі свердловини під час відбору; p^r — тиск на гірлі закритої свердловини.

Із *неусталених методів досліджень* поглинаючих пластів найбільш розповсюджений метод спостережень за рівнем рідини в свердловині (рис. 8.6,г), який полягає в одержанні кривої зміни рівня рідини (перепаду тиску $\Delta p(t)$ на пласт) у разі доливання свердловини з постійною Q_0 продуктивністю (крива 1) або відновлення тиску (крива 2) після заповнення свердловини до гірла. В першому випадку Q_0 вибирають за умови досягнення динамічного рівня нижче гірла свердловини. В другому випадку після досягнення рівнем рідини гірла свердловину доливають протягом кількох хвилин для забезпечення усталеного режиму фільтрації.

За результатами неусталених гідродинамічних досліджень $\Delta p(t)$ шляхом їх числового диференціювання можна побудувати криві зміни інтенсивності поглинань $Q(t)$ у разі доливання

$$Q(t_i) = Q_0 - \frac{f_2}{\rho g} \frac{[\Delta p(t_i + \alpha) - \Delta p(t_i - \alpha)]}{2\alpha} \quad (8.22)$$

та відновлення тиску

$$Q(t_i) = \frac{f_2}{\rho g} \frac{[\Delta p(t_i - \alpha) - \Delta p(t_i + \alpha)]}{2\alpha}, \quad (8.23)$$

де f_2 — площа перерізу свердловини на ділянці доливання;

α — приріст аргументу (часу) у процесі числового диференціювання, який узгоджується з похибкою вимірювань.

Це дає змогу одержати вихідні дані $\Delta p(t_i)$ і $Q(t_i)$ для побудови квазістаціонарної гідродинамічної моделі (рис. 8.6,г).

Серед *інших методів дослідження* можна виділити спостереження за зміною механічної швидкості буріння і зміною шламу, контроль за циркуляцією рідини.

Розкриття зон поглинань супроводжується, як правило, підвищенням механічної швидкості буріння, а в окремих випадках, за наявності закарстованих кавернозних порід, призводить до «провалів» інструменту.

Відбір і аналіз шламу перед розкриттям поглинаючого пласта і під час його розбурювання дають змогу визначити склад та властивості порід, оцінити розміри каналів. М.С. Вінарський та інші дослідники розробили методику оцінки розмірів каналів, яка ґрунтується на аналізі розподілу шламу за фракціями до розкриття і в процесі розбурювання поглинаючого пласта за ідентичних умов.

Характеристики поглинаючого пласта можна орієнтовно оцінювати за результатами спостережень циркуляції рідини. На площах об'єднання «Татнефть» (Росія) застосовували установку КПБО-1, за допомогою якої фіксували у часі інтенсивність поглинання в процесі буріння.

8.2.4. МЕТОДИКА ОБРОБКИ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Обробку даних гідродинамічних досліджень поглинаючих пластів виконують для визначення параметрів пласта, а також оцінки форм і величини розкриття тріщин. Одержані результати використовують для обґрунтування технології ізоляційних робіт.

Методику обробки даних усталених гідродинамічних досліджень можна формалізувати як задачу діагностики гідродинамічної моделі $\hat{v}$ пласта із деякого класу відомих моделей $\mathcal{V}$ ($\hat{v} \in \mathcal{V}$) і оцінки вектора невідомих параметрів $A^v = (a_0^v, a_1^v, \dots)$ цієї моделі $\hat{v}$. З огляду на

адитивне розходження між результатами вимірювань і модельним зображенням задача інтерпретації даних гідродинамічних досліджень матиме вигляд

$$\Delta p = \begin{cases} \text{або } f_1(Q_i, A^1) + \xi_{1i}, & i = \overline{1, N}; \\ \dots\dots\dots; \\ \text{або } f_v(Q_i, A^v) + \xi_{vi}, & v \in \mathcal{Q}; \\ \dots\dots\dots, \end{cases} \quad (8.24)$$

де $\Delta p = (\Delta p_1, \Delta p_2, \dots, \Delta p_N)$ — вектор вимірювань перепаду тиску на пласт за інтенсивності поглинання $Q = (Q_1, Q_2, \dots, Q_N)$;

$f_v(Q_i, A^v)$ — модель зображення пласта для стану v із класу $\mathcal{Q}$;

ξ_v — вектор випадкових розходжень експериментальних і теоретичних полів.

Розв'язок задачі (8.24) ґрунтується на припущенні про закон розподілу ймовірностей випадкової величини ξ_v . Оскільки вектор ξ_v зумовлений похибками вимірювань, які можна вважати стаціонарними і незалежними в точках вимірювань та відповідними нормальному закону розподілу ймовірностей, функція правдоподібності L матиме вигляд

$$L(\Delta p, A^v, \sigma_v^2) = \frac{1}{(2\pi\sigma_v^2)^{N/2}} \exp\left\{-\frac{1}{2\sigma_v^2} \sum_{i=1}^N [\Delta p_i - f_v(Q_i, A^v)]^2\right\}, \quad (8.25)$$

де σ_v^2 — дисперсія випадкової компоненти.

У загальному випадку, щоб реалізувати алгоритм побудови розв'язку задачі (8.24) із умови максимізації функції правдоподібності (8.25), треба виконати такі процедури.

1. Сформувані клас $\mathcal{Q}$ можливих гідродинамічних моделей поглинаючого пласта.
2. Побудувати оцінки $\hat{A}_v$ гідродинамічних параметрів моделей

$$\min \sum_{i=1}^N [\Delta p_i - f_v(Q_i, A^v)]^2 \Rightarrow \hat{A}_v, v \in \mathcal{Q}. \quad (8.26)$$

3. Перевірити виконання умови $\hat{A}_v \in A_v, v \in \mathcal{Q}$ (A_v — допустима область їхніх можливих значень). Якщо для деякого підкласу $\mathcal{Q}_1 \in \mathcal{Q}$ умова не виконується, то прийняти $L(\Delta p, \hat{A}_v, \sigma_v^2) = 0$ для $v \in \mathcal{Q}_1$.

4. Обчислити

$$\sigma_v^2 = \frac{1}{N - r_v} \sum_{i=1}^N [\Delta p_i - f_v(Q_i, \hat{A}_v)]^2, v \in \mathcal{Q} \setminus \mathcal{Q}_1 \quad (8.27)$$

і за формулою (8.25) — функцію правдоподібності для всіх моделей без урахування $\mathcal{Q}_1$ (r_v — кількість оцінюваних параметрів v -ї моделі).

5. За умовою

$$\max L(\Delta p, \hat{A}_v, \sigma_v^2) \Rightarrow \hat{v} \quad (8.28)$$

вибрати найкращу $\hat{v}$ модель в максимально правдоподібному розумінні.

6. Побудувати (за потреби) коваріаційну матрицю O оцінок ефективності параметрів моделі $\hat{v}$ пласта. Матрицю O визначають оберненням інформаційної матриці Фішера з елементами

$$O_{jk}^{-1} = \frac{1}{\sigma_v^2} \sum_{i=1}^N \frac{\partial}{\partial a_j} [f_v(Q_i, \hat{A}_v)] \frac{\partial}{\partial a_k} [f_v(Q_i, \hat{A}_v)], \quad (8.29)$$

де $j, k = \overline{0, r_v - 1}$.

Для випадку обробки даних гідродинамічних досліджень на в'язкій рідині за методикою В.І. Міщевича можна сформувані такий клас $\mathcal{Q}$ моделей:

$$Q = \begin{cases} c_1^1 \sqrt{\Delta p} + c_2^1 \Delta p + c_3^1 \Delta p^2, & v = 1; \\ c_1^2 \sqrt{\Delta p} + c_2^2 \Delta p, & v = 2; \\ c_1^3 \sqrt{\Delta p} + c_3^3 \Delta p^2, & v = 3; \\ c_1^4 \sqrt{\Delta p}, & v = 4; \\ c_2^5 \Delta p + c_3^5 \Delta p^2, & v = 5; \\ c_2^6 \Delta p, & v = 6; \\ c_3^7 \Delta p^2, & v = 7. \end{cases} \quad (8.30)$$

Допустимою областю A_v можливих значень A^v є умова $c_j^v \geq 0$.

Для побудови оцінок параметрів пласта доцільно скористатися моделями вигляду $Q_i = f_v(\Delta p_i, A^v)$. З виразу (8.26) одержують системи лінійних рівнянь для визначення параметрів пласта

$$\frac{\partial}{\partial c_j^v} \left\{ \sum_{i=1}^N [Q_i - f_v(\Delta p_i, A^v)]^2 \right\} = 0, \quad v \in \mathcal{V}. \quad (8.31)$$

Приклад 8.1. Розглянемо обробку даних гідродинамічних досліджень на воді: $\Delta p_i \cdot 10^{-5} = (0,98; 1,96; 2,94; 3,92; 4,91; 5,89; 6,87; 7,85; 8,83; 9,81; 10,79)$ Па; $Q_i \cdot 10^3 = (0,8; 1,5; 2,15; 2,75; 3,30; 3,90; 4,48; 5,10; 5,75; 6,48; 7,25)$ м³/с; $N = 11$.

Система рівнянь (8.31) для першої ($v = 1$) моделі (8.30) пласта матиме вигляд

$$\begin{aligned} c_1^1 \sum_{i=1}^N \Delta p_i + c_2^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^2 + c_3^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^3 &= \sum_{i=1}^N Q_i \sqrt{\Delta p_i}; \\ c_1^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^2 + c_2^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^3 + c_3^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^4 &= \sum_{i=1}^N Q_i \Delta p_i; \\ c_1^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^3 + c_2^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^4 + c_3^1 \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^5 &= \sum_{i=1}^N Q_i \Delta p_i^2, \end{aligned}$$



частинними випадками якої є системи рівнянь для наступних моделей (табл. 8.1). Наприклад, для $v = 2$ систему рівнянь для визначення c_1^2 та c_2^2 отримують із вищенаведеної викреслюванням 3-го рядка (рівняння) і 3-го стовпчика у лівій частині ($c_3^2 = 0$).

Таблиця 8.1

Результати обробки даних гідродинамічних досліджень для моделі В.І. Міщевича

v (модель (8.30))	Гідродинамічний параметр пласта			Дисперсія випадкової компоненти $\sigma_v^2 \cdot 10^6, \text{ м}^6/\text{с}^2$	Функція правдоподібності $L_v \cdot 10^{30}$
	$c_1^v \cdot \sqrt{10^{11}}, \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}^{1/2})$	$c_2^v \cdot 10^8, \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па})$	$c_3^v \cdot 10^{13}, \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}^2)$		
1	0,515	0,376	0,012	0,0035	24013
2	0,173	0,603	—	112,7	$2,35 \cdot 10^{-21}$
3	1,105	—	0,032	0,020	1,65
4	1,793	—	—	513,407	$3,4 \cdot 10^{-25}$
5	—	0,691	-3117,39	0,015	0
6	—	0,665	—	0,016	2,07
7	—	—	0,074	1,452	$3,53 \cdot 10^{-11}$

Поглинаючий пласт за умовою (8.28) описують моделлю тріщинно-кавернозно-пористого середовища ($\bar{v} = 1$). Інформаційна матриця Фішера (8.29) для цієї моделі матиме вигляд

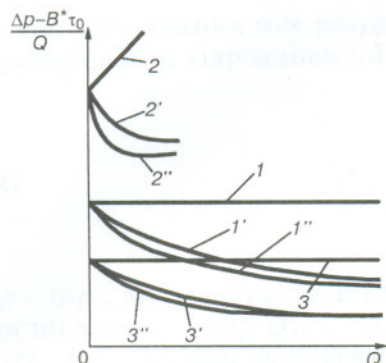


Рис. 8.7. Теоретичні індикаторні лінії однорідного пласта:

1, 2, 3 — $\beta^* = 0, \tau_0 \neq 0$; 1', 2', 3' — $\beta^* \neq 0, \tau_0 = 0$;
1'', 2'', 3'' — $\beta^* \neq 0, \tau_0 \neq 0$

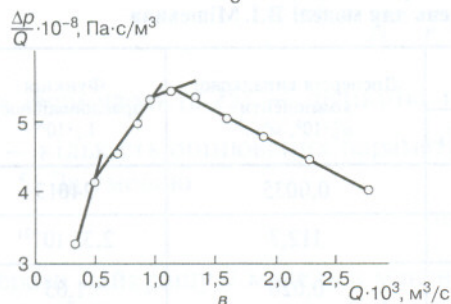
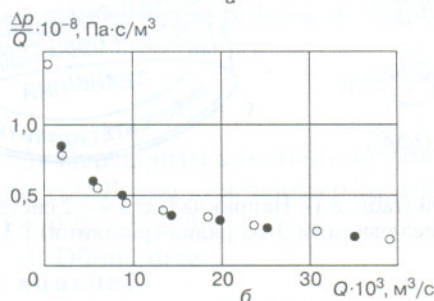
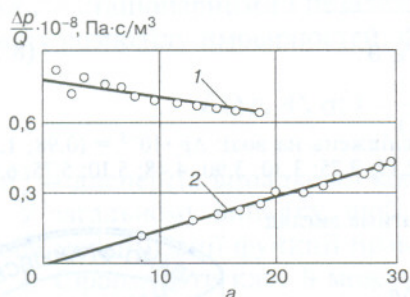


Рис. 8.8. Фактичні індикаторні лінії поглинаючих пластів за даними В.І. Міщевича:

а — недеформований однорідний пласт (1 — св. 3470, артинський ярус; 2 — св. 3974, намюрський ярус); б — деформований однорідний пласт (○ — св. 3646, артинський ярус; ● — св. 4040, намюрський ярус); в — неоднорідний пласт (св. 3975', намюрський ярус)

$$O^{-1} = \frac{1}{\sigma_1^2} \begin{pmatrix} \sum_{i=1}^N \Delta p_i & \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^{\frac{3}{2}} & \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^{\frac{5}{2}} \\ \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^{\frac{3}{2}} & \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^2 & \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^3 \\ \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^{\frac{5}{2}} & \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^3 & \sum_{i=1}^N (\Delta p_i)^4 \end{pmatrix}$$

Звідси елементи головної діагоналі коваріаційної матриці O , які є оцінками дисперсій параметрів моделі $\hat{v} = 1$, дорівнюють: $\sigma_{c1}^2 = 8,211 \cdot 10^{-14} \text{ м}^6/(\text{с}^2 \cdot \text{Па})$; $\sigma_{c2}^2 = 3,201 \cdot 10^{-19} \text{ м}^6/(\text{с}^2 \cdot \text{Па}^2)$; $\sigma_{c3}^2 = 9,03 \cdot 10^{-32} \text{ м}^6/(\text{с}^2 \cdot \text{Па}^4)$. Відносна середньоквадратична похибка оцінок гідродинамічних параметрів моделі, %: $\varepsilon_{c1} = 17,6$; $\varepsilon_{c2} = 15,1$; $\varepsilon_{c3} = 24,2$.

Обробка даних гідродинамічних досліджень на в'язкій або в'язкопластичній рідині для моделей тріщинних пластів згідно з наведеною схемою має певні особливості, зумовлені їх діагностикою і формуванням класу з можливих моделей.

Діагностика моделей тріщинних поглинаючих пластів ґрунтується на зображенні індикаторних ліній в координатах $(\Delta p - B\tau_0)/Q$ та Q . Параметр B пласта можна оцінити тільки за умови дослідження поглинаючого пласта на в'язкопластичній рідині. На практиці можливі такі характерні ситуації.

1. Пластовий тиск p_n відомий, статичний рівень h_c нижче гирла свердловини. Тоді із рівняння граничної рівноваги системи «свердловина—пласт» за відсутності колони бурильних труб у свердловині

$$p_n + B\theta = \rho g(z_n - h_c) - \frac{4(z_n - h_c)\theta}{D} \quad (8.32)$$

для відомої глибини z_n поглинаючого пласта можна оцінити параметр B . Тут θ — граничне напруження зсуву бурового розчину; D — діаметр свердловини на ділянці, обмеженій глибинами h_c та z_n .

2. Пластовий тиск невідомий, статичний рівень нижче гирла свердловини. Нагнітанням у пласт малого об'єму в'язкої рідини за величиною статичного рівня визначають пластовий тиск за рівнянням (8.32) при $B\theta = 0$. Потім аналогічно першому випадку використовують рівняння (8.32) за умови граничної рівноваги в'язкопластичної рідини.

Для інших можливих ситуацій застосовують підходи, які ґрунтуються на наведених ідеях.

На рис. 8.7 показані теоретичні індикаторні лінії, які діагностують однорідний недеформований і пружно-деформований пласти. Неоднорідний пласт із підключенням систем тріщин діагностують наявністю точок злому індикаторної лінії з її відхиленням у бік осі інтенсивності поглинань.

На рис. 8.8 показана діагностика різних моделей пласта.

Приклад 8.2. Виконаємо обробку даних прикладу 8.1 за допомогою моделей тріщинного пласта. На рис. 8.9 показані дані в координатах $\Delta p/Q - Q$, що дає змогу запропонувати такі гідродинамічні моделі пласта:

1) неоднорідно-тріщинний пласт із підключенням другої системи тріщин при $\Delta p \geq 4,91 \cdot 10^5$ Па ($v=1$):

$$\Delta p = \begin{cases} a_{11}^1 Q + a_{21}^1 Q^2, & \Delta p \leq 4,91 \cdot 10^5 \text{ Па}; \\ a_{02}^1 + a_{12}^1 (Q - \hat{Q}_1) + a_{22}^1 (Q - \hat{Q}_1)^2, & \Delta p > 4,91 \cdot 10^5 \text{ Па}, \end{cases}$$

де $\hat{Q}_1$ — розрахункове значення інтенсивності поглинання в першій системі тріщин при $\Delta p > a_{02}^1$;

2) неоднорідно-тріщинний пласт із підключенням другої системи тріщин при $\Delta p \geq 5,89 \cdot 10^5$ Па ($v=2$). Рівняння моделі аналогічне першому випадку.

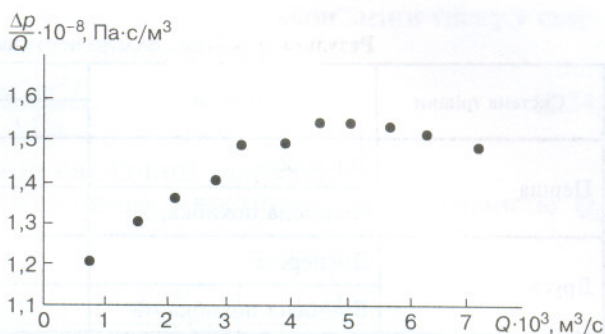


Рис. 8.9. Індикаторна лінія поглинаючого пласта

Можлива також формалізація інших моделей. Обмеженнями на параметри є умова ($a_{11}^v, a_{02}^v, a_{12}^v$) > 0.

Обробку даних для неоднорідного пласта виконують у такій послідовності. За експериментальними даними про роботу першої системи тріщин (включаючи також точку підключення другої системи) оцінюють її параметри. Потім розраховують величини $\hat{Q}_{1i}$ для всіх значень Δp_i , що відповідають сумісній роботі першої і другої систем тріщин. Різниця між експериментальними і розрахунковими значеннями інтенсивності поглинання за відповідних перепадів тиску визначає вихідні дані Q_{2i} для побудови оцінок параметрів другої системи тріщин. Аналогічно оцінюють параметри наступних систем тріщин (у разі їх наявності в моделі).

Система рівнянь (8.26) для визначення параметрів першої системи тріщин v -ї моделі має вигляд

$$\begin{cases} a_{11}^v \sum_{i=1}^{N_1} Q_i^2 + a_{21}^v \sum_{i=1}^{N_1} Q_i^3 = \sum_{i=1}^{N_1} \Delta p_i Q_i; \\ a_{11}^v \sum_{i=1}^{N_1} Q_i^3 + a_{21}^v \sum_{i=1}^{N_1} Q_i^4 = \sum_{i=1}^{N_1} \Delta p_i Q_i^2. \end{cases}$$

Тут N_1 — кількість експериментальних точок, використаних для оцінки параметрів першої системи тріщин. Після знаходження цих параметрів і підготовки даних для визначення параметрів другої системи тріщин одержують систему рівнянь (8.26) для їх знаходження:

$$\begin{cases} a_{02}^v N_2 + a_{12}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i} + a_{22}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i}^2 = \sum_{i=1}^{N_2} \Delta p_i; \\ a_{02}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i} + a_{12}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i}^2 + a_{22}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i}^3 = \sum_{i=1}^{N_2} \Delta p_i Q_{2i}; \\ a_{02}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i}^2 + a_{12}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i}^3 + a_{22}^v \sum_{i=1}^{N_2} Q_{2i}^4 = \sum_{i=1}^{N_2} \Delta p_i Q_{2i}^2, \end{cases}$$

де $Q_{2i} = Q_i - \hat{Q}_{1i}$;

N_2 — кількість даних для визначення параметрів другої системи тріщин v -ї моделі (індекси значень Δp_i та Q_{2i} для зручності впорядковано для другої системи тріщин).

За даними табл. 8.2 кращою моделлю за умовою (8.28) є модель $\hat{v} = 2$.

Показники ефективності оцінок параметрів другої моделі пласта наведені у табл. 8.3.

Таблиця 8.2

Результати обробки даних гідродинамічних досліджень тріщинного поглинаючого пласта

Параметр	Моделі	
	$v = 1$	$v = 2$
$a_{11}^v \cdot 10^{-8}, \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$	1,1287	1,1917
$a_{21}^v \cdot 10^{-11}, \text{ Па} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$	0,0992	0,0841
$a_{02}^v \cdot 10^{-5}, \text{ Па}$	6,012	6,355
$a_{12}^v \cdot 10^{-8}, \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$	8,0346	7,4942
$a_{22}^v \cdot 10^{-11}, \text{ Па} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$	-3,3958	-3,0579
$\sigma_v^2 \cdot 10^{-10}, \text{ Па}^2$	0,0291	0,0069
$L_v \cdot 10^{55}$	28,5	80253

Результати оцінки ефективності параметрів моделі тріщинного пласта

Система тріщин	Показник	Параметр		
		a_0	a_1	a_2
Перша	Дисперсія	—	$2,98 \cdot 10^{13}$	$2,824 \cdot 10^{18}$
	Відносна похибка, %	—	4,58	19,98
Друга	Дисперсія	$1,05 \cdot 10^8$	$2,50 \cdot 10^{16}$	$2,103 \cdot 10^{22}$
	Відносна похибка, %	1,61	25,11	47,42

Інтерпретація даних гідродинамічних досліджень тріщинних поглинаючих пластів дає змогу діагностувати модель пласта (однорідний або неоднорідний, деформований або недеформований). За результатами обробки для недеформованого пласта можна оцінити форму тріщин: з постійним перерізом ($C = 0$), звужувальна ($C > 0$) або радіальна ($C < 0$). Для недеформованих пластів діагностика моделі та оцінка параметрів (B , Γ і C) дає змогу за рівняннями (8.13)—(8.15), (8.18) прогнозувати інтенсивність поглинання під час нагнітання в пласт рідин із різними властивостями, в тому числі й в'язкопластичних. Ця інформація є важливою з позицій вибору методів і засобів для проведення ізоляційних робіт.

Однією з важливих характеристик тріщинного пласта є розкриття тріщин. Аналіз закономірностей руху в'язких і в'язкопластичних рідин у моделях тріщинного пласта показує, що визначити розміри тріщин тільки за результатами усталених досліджень без додаткових апріорних припущень неможливо. Для кругових радіальних тріщин однорідного пласта за результатами усталених досліджень можна оцінити величину ефективного розкриття тріщин на стінках свердловини

$$2an = \frac{1}{\pi D} \sqrt{\rho/(2|C|)}, \quad (8.33)$$

де $2a$ — величина розкриття однієї тріщини;

n — кількість тріщин;

D — діаметр свердловини в зоні пласта.

Приклад 8.3. Оцінимо величину ефективного розкриття тріщин за даними гідродинамічних досліджень (див. рис. 8.8,а, пряма 1). Результати досліджень: $\Delta p_i \cdot 10^{-5} = (0,98; 1,96; 2,94; 3,92; 4,91; 5,89; 6,87; 7,85; 8,83; 9,81; 10,79; 11,77)$ Па; $Q_i \cdot 10^3 = (1,2; 2,6; 3,8; 5,5; 6,6; 8,2; 9,6; 11,3; 12,8; 14,5; 16,0; 18,0)$ м³/с; $N = 12$. Дослідження проводили на воді ($\rho = 1000$ кг/м³), діаметр стовбура свердловини в зоні поглинання $D = 0,22$ м. Система рівнянь для визначення параметрів пласта (8.15) при $t_0 = 0$ (див. систему рівнянь у прикладі 8.2 для визначення параметрів першої системи тріщин):

$$\begin{cases} 15,7111 \cdot 10^{-6} \Gamma^{-1} + 539,34 \cdot 10^{-8} C = 124934; \\ 5647 \cdot 10^{-6} \Gamma^{-1} + 1571,1 \cdot 10^{-8} C = 91351. \end{cases}$$

Звідси $\Gamma = 1,285 \cdot 10^{-8}$ м³/(Па·с); $C = -0,0068 \cdot 10^{11}$ Па·с²/м⁶.

За формулою (8.33)

$$2an = \frac{1}{3,14 \cdot 0,22} \sqrt{1000/(2 \cdot 0,0068 \cdot 10^{11})} = 1,24 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Обробку даних неусталених гідродинамічних досліджень традиційно зводять до побудови квазістаціонарних індикаторних ліній поглинаючого пласта.

Найбільш розповсюдженим є *метод побудови квазістаціонарних індикаторних ліній за кривими відновлення тиску*, запропонований В.І. Міщевичем. Можливість побудови індикаторних ліній за кривими доливання свердловин довели М.А. Мислюк і В.Г. Ясов. Вихідні дані Δp_i та Q_i за цими методами підготовляють з використанням формул (8.22) і (8.23), обробку даних здійснюють за схемою для усталених гідродинамічних досліджень.

Теоретичний аналіз методу спостереження за рівнем рідини у свердловині дає змогу обґрунтувати доцільність застосування методу для оцінки параметрів пласта. Для однорідного

пласта, представленого системою тріщин з постійним перерізом, закон зміни тиску у свердловині відповідно до рівняння (8.19) визначається величиною

$$\mu^2 = 1 - \frac{4\rho^2 g a^2 \Gamma}{3f_2 \eta}, \quad (8.34)$$

де f_2 — площа поперечного перерізу свердловини на ділянці доливання.

У разі доливання свердловини однорідною рідиною з постійною продуктивністю Q_0 зміна тиску на пласт описується рівняннями:

при $\mu^2 > 0$

$$\Delta p(t) = \frac{Q_0}{\Gamma} \left\{ 1 + \frac{(1-\mu)^2}{4\mu} \exp\left[-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2(1-\mu)}\right] - \frac{(1+\mu)^2}{4\mu} \exp\left[-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2(1+\mu)}\right] \right\}; \quad (8.35)$$

при $\mu^2 = 0$

$$\Delta p(t) = \frac{Q_0}{\Gamma} \left[1 - \left(1 + \frac{\rho g \Gamma t}{f_2} \right) \exp\left(-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2}\right) \right]; \quad (8.36)$$

при $\mu^2 < 0$ ($\kappa^2 = -\mu^2$)

$$\Delta p(t) = \frac{Q_0}{\Gamma} \left\{ 1 - \frac{1+\kappa^2}{2\kappa} \exp\left[-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2(1+\kappa^2)}\right] \sin\left[\frac{2\rho g \Gamma \kappa t}{f_2(1+\kappa^2)} + 2\arctg \kappa\right] \right\}. \quad (8.37)$$

Рівняння (8.35)–(8.37) справедливі для випадку, коли динамічний рівень рідини нижче гирла свердловини.

Відновлення тиску у свердловині після закінчення доливання і забезпечення стаціонарної початкової умови визначають за формулами:

при $\mu^2 > 0$

$$\Delta p(t) = \frac{\rho g h_c}{4\mu} \left\{ (1+\mu)^2 \exp\left[-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2(1+\mu)}\right] - (1-\mu)^2 \exp\left[-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2(1-\mu)}\right] \right\}; \quad (8.38)$$

при $\mu^2 = 0$

$$\Delta p(t) = \rho g h_c \left(1 + \frac{\rho g \Gamma t}{f_2} \right) \exp\left(-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2}\right); \quad (8.39)$$

при $\mu^2 < 0$

$$\Delta p(t) = \frac{(1+\kappa^2)}{2\kappa} \rho g h_c \exp\left[-\frac{2\rho g \Gamma t}{f_2(1+\kappa^2)}\right] \sin\left[\frac{2\rho g \Gamma \kappa t}{f_2(1+\kappa^2)} + \arctg \frac{2\kappa}{1+\kappa^2}\right]. \quad (8.40)$$

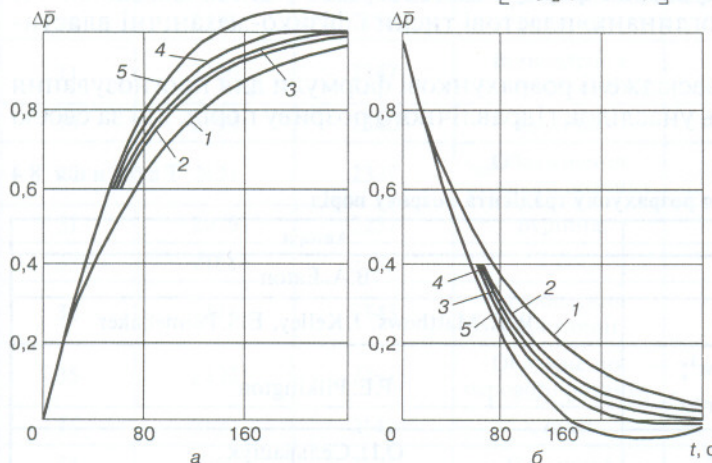


Рис. 8.10. Вплив параметра $\mu(\kappa)$ на характер заповнення свердловини у разі доливу (а) і на відновлення тиску в свердловині (б) при:

$\Gamma = 4 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$, $f_2 = 0,0314 \text{ м}^2$; $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$:

1 — $\mu = 0,9$; 2 — $\mu = 0,5$; 3 — $\mu = 0$; 4 — $\kappa = 0,5$; 5 — $\kappa = 0,9$

Характер кривих $\Delta p(t)$ для операцій доливання та відновлення тиску (рис. 8.10) визначають, в основному, параметри Γ та $\mu(\kappa)$. Параметр Γ визначає швидкість досягнення рівнем рідини динамічного положення і його величину під час доливання та швидкість падіння рівня при відновленні тиску. Параметр $\mu(\kappa)$ при $\Gamma = \text{idem}$ впливає на характер заповнення свердловини ($\Delta \bar{p} = \Delta p \Gamma / Q_0$) або відновлення тиску ($\Delta \bar{p} = \Delta p / \rho g h_c$). Для параметра κ характерні згасаючі коливання з великим періодом за законом синуса.

Особливості поведінки залежності $\Delta p(t)$ під час доливання і відновлення тиску у свердловині дають

змогу визначити величину розкриття $2a$ тріщин для пласта з лінійною індикаторною лінією в процесі усталених досліджень на в'язкій рідині. Суть методики полягає у такому.

1. За результатами усталених досліджень поглинаючого пласта будують його індикаторну лінію і визначають параметр Γ .

2. За кривою доливання або відновлення тиску $\Delta p(t)$, використовуючи відомі дані (Γ , Q_0 , f_2 , ρ), з потрібною точністю оцінюють параметр $\mu(\kappa)$ за формулами (8.35)—(8.37) або (8.38)—(8.40). Цю задачу можна розв'язати за допомогою палеток, побудованих для різних значень $\mu(\kappa)$ за інших рівних умов, або числовими методами з умови мінімізації функціонала

$$\sum_{i=1}^N [\Delta p(t_i) - \Delta p(\Gamma, \mu, \dots, t_i)]^2 \rightarrow \min$$

у просторі можливих значень $\mu(\kappa)$. Тут $\Delta p(t_i)$ — дискретне зображення експериментальних даних; $\Delta p(\Gamma, \mu, \dots, t_i)$ — розрахункові значення за відповідними рівняннями (8.35)—(8.37) або (8.38)—(8.40).

3. За формулою (8.34) з урахуванням виразів для параметрів M і Γ оцінюють розкриття тріщин

$$2a = \begin{cases} \sqrt{3(1 - \mu^2)f_2\eta / (\rho^2 g \Gamma)}, & \text{якщо } \mu^2 > 0; \\ \sqrt{3(1 + \kappa^2)f_2\eta / (\rho^2 g \Gamma)}, & \text{якщо } \mu^2 < 0, \end{cases}$$

де в'язкість η рідини беруть із поправкою на пластові умови.

Важливою перевагою такого способу оцінки величини розкриття тріщин є те, що невідомі величини (кількість тріщин, їхні довжина і ширина) не задають апріорно, а враховують комплексно параметром Γ .

Практична реалізація цього способу можлива для пластів з високими значеннями параметра $\Gamma > 10^{-8} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с})$, що зумовлено його розрізняючою здатністю. Для низьких значень параметра залежності $\Delta p(t)$ при $\Gamma = \text{idem}$ розрізняються мало, що зумовлює великі похибки оцінки параметра $\mu(\kappa)$ і величини розкриття тріщин.

8.2.5. ПРОГНОЗУВАННЯ ГРАДІЄНТІВ ТИСКУ ВИНИКНЕННЯ ПОГЛИНАНЬ

Для прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинань використовують різні розрахункові формули, статистичні методи і методи теорії нечітких множин. Вибір методики прогнозування здійснюють залежно від характеру поставленої задачі та її інформаційного забезпечення.

Прогнозування за допомогою розрахункових формул застосовують у випадках наявності достовірної інформації про причини поглинань, пластові тиски і фізико-механічні властивості гірських порід.

У табл. 8.4 наведені найбільш розповсюджені розрахункові формули для прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинань унаслідок гідравлічного розриву порід, які за своєю структурою аналогічні.

Таблиця 8.4

Основні формули для розрахунку градієнта розриву порід

Формула	Автори
$\text{grad } [p] = \lambda \text{ grad } (p_r - p_n) + \text{grad } p_n$	B.A. Eaton
$\text{grad } [p] = k_i \text{ grad } (p_r - p_n) + \text{grad } p_n$	W.R. Matthews, J. Kelley, E.S. Pennebaker
$k_i = \begin{cases} 16,26 \cdot 10^{-4} \rho_n - 2,88 & \text{при } \rho_n \leq 2200 \text{ кг/м}^3; \\ 13,38 \cdot 10^{-4} \rho_n - 2,224 & \text{при } \rho_n > 2200 \text{ кг/м}^3 \end{cases}$	P.E. Pilkington
$\text{grad } [p] = \lambda \text{ grad } (p_r - p_n) + \text{grad } p_n + \sigma_p / z$	О.П. Сельвашук
$\text{grad } [p] = \frac{\lambda}{1-m} \text{ grad } (p_r - p_n) + \text{grad } p_n + \frac{\sigma_p + \Delta p_3}{z}$	М.А. Мислюк, В.Г. Ясов

Примітка. k_i — коефіцієнт напружень, який для цієї площі залежить від глибини залягання даної породи.

Більш загальний характер носять формули (8.4)—(8.6) для розрахунку градієнтів тиску виникнення поглинань залежно від причин їх виникнення. Для перевірки точності прогнозу в окремих випадках замірюють тиск гідророзриву випробуванням порід на приймальність.

Статистичні методи прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинання використовують у різних постановках. За статистичного підходу величину $\text{grad } [p]$ вважають випадковою і її реалізацію визначають залежно від геологічних і технологічних факторів. Статистичні методи прогнозування, як правило, застосовують для обробки одно- або багатовимірної вибірки промислових даних. У першому випадку — це задача побудови статистичних оцінок, а в другому — регресійного аналізу.

Нижче на прикладі обробки промислових даних показана особливість побудови статистичних оцінок величини $\text{grad } [p]$.

Приклад 8.4. Розглянемо обробку промислових даних, одержаних у процесі буріння свердловин на Харасавейському родовищі (Західний Сибір). Продуктивні горизонти родовища належать до відкладів сеноманського, готерів-баремського і валанжинського ярусів. Складність геологічного розрізу родовища обумовлена наявністю пластів з аномально низькими (АНПТ) і аномально високими пластовими тисками (АВПТ). На багатьох свердловинах під час розкриття зони з АВПТ виникали поглинання бурових розчинів з подальшими газопроявами або газопрояви, які в процесі їх глушіння обважненим буровим розчином призводили до поглинань. Аналіз промислового матеріалу показав, що найімовірнішим об'єктом поглинань на Харасавейському родовищі були верхні горизонти аптського ярусу з нормальними пластовими тисками внаслідок їх гідравлічного розриву.

У табл. 8.5 наведені дані щодо поглинаючих свердловин. Розрахункові значення градієнтів тиску виникнення поглинань обчислені за значеннями тиску на глибині z під час виконання відповідних технологічних операцій на момент виникнення поглинання.

Таблиця 8.5

Промислові дані про поглинання на свердловинах Харасавейського родовища

Номер свердловини	Глибина залягання поглинаючого горизонту z , м	Вибій свердловини на початок поглинання, м	Операція, за якої виникло поглинання	Властивості бурового розчину			$\text{grad } [p] \cdot 10^{-4}$, Па/м
				густина, кг/м ³	умовна в'язкість, с	фільтрація, см ³ /30 хв	
2	2123	2340	Обважнення бурового розчину	1520	30	7	1,56
3	2142	2193	Буріння	1680	42	15	1,73
4	2224	2278	Спуск	1520	27	6	1,64
9	2043	2158	Обважнення бурового розчину	1730	40	8	1,80
10	2117	2159	Буріння	1860	41	7	1,92
11	2320	2347	Відновлення циркуляції	1660	40	8	1,77
19	2294	2340	Буріння	1820	40	5	1,88
20	2121	2327	Обважнення бурового розчину	1840	35	6	1,91
31	2079	2237	Буріння	1920	40	8	1,98
33	2183	2281	—	1820	50	10	1,87
34	2171	2343	Відновлення циркуляції	1820	40	7	1,92
35	2222	2291	Обважнення бурового розчину	1820	40	8	1,88
36	2129	2149	Спуск	1790	55	6	1,88
38	2060	2125	Промивка	1940	45	5,5	2,00
39	2121	2210	Буріння	1860	40	8	1,92
42	2180	2251	Відновлення циркуляції	1960	35	7	2,04

Для побудови статистичного прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання за результатами вибірки спостережень випадкової величини $\text{grad}[p]_i$ слід оцінити закон щільності розподілу ймовірностей і статистичні характеристики моментів розподілу.

За даними табл. 8.5 маємо таку вибірку спостережень $x_i = \text{grad}[p]_i \cdot 10^{-4}$: 1,56; 1,64; 1,73; 1,77; 1,80; 1,87; 1,88(3); 1,91; 1,92(3); 1,98; 2,00; 2,04. Для оцінки закону щільності розподілу ймовірностей побудуємо гістограму (при $k = 5$ і $\Delta x = 0,1$) розподілу емпіричних частот спостережень.

Інтервал від x_{i-1} до x_i	1,55—1,65	1,65—1,75	1,75—1,85	1,85—1,95	1,95—2,05
Емпірична частота	2	1	2	8	3

На основі гістограми сформульовано статистичну гіпотезу H_0 про нормальний закон розподілу $F_0(x)$ випадкової величини X . Для перевірки цієї гіпотези використаємо критерій Колмогорова, який для малих вибірок дає кращі результати, ніж критерій Пірсона.

Обчислимо спочатку емпіричні оцінки середнього

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i = 1,86$$

і дисперсії

$$S_x^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = 0,0165.$$

Перевірку статистичної гіпотези $H_0 : F_n(x) = F_0(x)$ про невідому функцію розподілу $F_n(x)$ генеральної сукупності за результатами кінцевої вибірки спостережень за допомогою критерію Колмогорова здійснюють на основі статистики $D_n = \max |F_n(x_i) - F_0(x_i)|$, $i = \overline{1, n}$.

Тут емпіричну функцію розподілу $F_n(x_i)$ будують для впорядкованої вибірки $x_1 < x_2 < \dots < x_n$ за правилом

$$F_n(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{при } x \leq x_1; \\ \frac{i}{n} & \text{при } x_i < x \leq x_{i+1}, i = \overline{1, n-1}; \\ 1 & \text{при } x \geq x_n. \end{cases}$$

Для ступеневої функції розподілу ймовірностей $F_n(x_i)$ статистику D_n визначають так (табл. 8.6):

$$D_n^{(1)} = \max \left| \frac{i}{n} - F_0(x) \right|;$$

$$D_n^{(2)} = \max \left| F_0(x) - \frac{i-1}{n} \right|;$$

$$D_n = \max (D_n^{(1)}, D_n^{(2)}).$$

Результати розрахунків теоретичної функції розподілу $F_n(x)$, а також статистик $D_n^{(1)}$ та $D_n^{(2)}$ Таблиця 8.6

i	x_i	$F_0\left(\frac{x_i - \bar{x}}{S_x}\right)$	$\frac{i}{n} - F_0$	$F_0 - \frac{i-1}{n}$
1	1,56	0,0100	0,0525	0,0100
2	1,64	0,0441	0,0809	0,0184
3	1,73	0,1567	0,0308	0,0317
4	1,77	0,4721	0,2221	0,2846
5	1,80	0,4813	0,1688	0,2313
6	1,87	0,5111	0,1361	0,1986
7	1,88	0,5616	0,1241	0,1866
8	1,88	0,5616	0,0616	0,1241
9	1,88	0,5616	0,0009	0,0616
10	1,91	0,6510	0,0260	0,0885
11	1,92	0,6790	0,0085	0,0540
12	1,92	0,6790	0,0710	0,0085
13	1,92	0,6790	0,1335	0,0710
14	1,98	0,8238	0,0512	0,0113
15	2,00	0,8613	0,0762	0,0137
16	2,04	0,9185	0,0815	0,0190

Оскільки $D_n = 0,2846$ і при $\alpha = 0,05$ та $n = 16$ критичне значення критерію Колмогорова $K = 0,3273 > D_n$, підстав для відхилення статистичної гіпотези H_0 про нормальний закон розподілу ймовірностей випадкової величини X немає.

Для одержання неспотворених статистичних висновків попередньо слід перевірити вибірку на різко відмінні (аномальні) спостереження. Для перевірки гіпотези H_0 про те, що всі результати спостережень випадкової величини X належать тій самій генеральній сукупності з нормальним розподілом, використовують різні статистичні критерії. Якщо математичне сподівання і дисперсія випадкової величини невідомі, перевірку гіпотези H_0 здійснюють за допомогою статистики

$$t = \frac{1}{S_x} \max |x_i - \bar{x}|, \quad i = \overline{1, n}.$$

На рівні значущості α гіпотезу H_0 відхиляють, якщо $t > \omega_{n;\alpha}$. Критичне значення $\omega_{n;\alpha}$ знаходять за спеціальними таблицями математичної статистики. Для $\alpha = 0,05$ та $n = 16$ $\omega_{n;\alpha} = 2,670$ і $t = 2,326$. Отже, гіпотезу H_0 на рівні значущості $0,05$ приймають.

У табл. 8.7 наведені основні результати статистичного прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання.

Таблиця 8.7

Основні результати статистичного прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання

Статистична характеристика	Оцінка
Середнє значення $\overline{\text{grad}[p]}$, Па/м	$1,86 \cdot 10^4$
Середньоквадратичне відхилення S , Па/м	$0,128 \cdot 10^4$
Інтервал надійності оцінки математичного сподівання (при $\alpha = 0,05$), Па/м	$(1,79-1,93)10^4$
Нижня межа одностороннього толерантного інтервалу $\text{grad}^*[p]$, Па/м: $\beta = 0,90$ $\beta = 0,95$	$1,60 \cdot 10^4$ $1,54 \cdot 10^4$

Статистичні методи прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинань можна використовувати і для відомої причини поглинання та її математичної моделі з неточними параметрами, які розглядають як випадкові величини. У такому разі вибірку спостережень прогнозованої величини одержують за допомогою *методу статистичного моделювання*, або *методу Монте-Карло*.

У загальному випадку математична модель для прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання має вигляд

$$\text{grad}[p] = f(x, \zeta, \xi), \quad (8.41)$$

де x, ζ, ξ — відповідно вектори точно відомих, неточно відомих статистично незалежних і залежних даних.

Суть прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинань за допомогою статистичного моделювання зводиться до одержання вибірки спостережень випадкової величини $\text{grad}[p]$ шляхом багаторазового числового моделювання неточно відомих величин у рівнянні (8.41) та побудови на її основі оцінок статистичних характеристик прогнозованої величини.

Вихідною інформацією для побудови прогнозу $\text{grad}[p]$ з використанням статистичного моделювання є, зрозуміло, модель (8.41) та її параметри x, ζ та ξ . Неточно відомі статистично незалежні величини ζ_k задають законом щільності $f_k(\zeta)$ розподілу ймовірностей та його параметрами. При цьому найчастіше використовують рівномірний і нормальний закони розподілу ймовірностей, оскільки згадані закони характеризуються найбільшою ентропією серед усіх інших законів розподілу ймовірностей, якщо оцінку неточно відомої величини задають відповідно двома граничними значеннями або середнім значенням і його похибкою. Статистично залежні величини ξ задають у вигляді нормального багатовимірного розподілу ймовірностей з вектором середніх $\bar{\xi}$ і матрицею коваріацій C .

Моделювання неточно відомих статистично незалежних величин ζ_k здійснюють за формулою

$$\int_{-\infty}^{\zeta_k} f_k(x) dx = \gamma, \quad (8.42)$$

де γ — псевдовипадкова, рівномірно розподілена в інтервалі $]0,1[$ величина.

Для рівномірного закону розподілу ймовірностей розв'язок (8.42) має вигляд

$$\zeta_k = a_k + (b_k - a_k) \gamma, \quad (8.43)$$

де a_k, b_k — відповідно нижня і верхня границі випадкової величини ζ_k .

Для нормального закону використовують асимптотичний розв'язок (8.42)

$$\zeta_k = \bar{\zeta}_k + \sigma_k \left(\sum_{j=1}^{12} \gamma_j - 6 \right), \quad (8.44)$$

де $\bar{\zeta}_k, \sigma_k$ — відповідно математичне сподівання і середньоквадратичне відхилення випадкової величини ζ_k .

Статистично залежні неточно відомі величини ξ моделюють за допомогою перетворень

$$\xi = A\eta + \bar{\xi}, \quad (8.45)$$

де A — трикутна матриця перетворень вигляду

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & 0 & \dots & 0 \\ a_{21} & a_{22} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mm} \end{pmatrix},$$

η — вектор нормальної випадкової величини з математичним сподіванням 0 та дисперсією 1.

Елементи матриці A знаходять за рекурентною формулою

$$a_{ij} = \frac{c_{ij} - \sum_{k=1}^{j-1} a_{ik} a_{jk}}{\sqrt{c_{jj} - \sum_{k=1}^{j-1} a_{jk}^2}}; \quad \sum_{k=1}^0 a_{ik} a_{jk} = 0; \quad 1 \leq j \leq i \leq m,$$

де c_{ij} — елементи матриці коваріацій C .

Для статистичного моделювання кількість числових експериментів приймають залежно від поставленої мети. Як правило, в таких моделях передбачається автоматична зупинка відповідно до мети планування експериментів під час побудови інтервальних оцінок.

Приклад 8.5. Для ілюстрації суті статистичного моделювання з метою побудови прогнозу градієнтів тиску виникнення поглинань розглянемо характерні результати для умов Харасавейського родовища.

Вище зазначалося, що в умовах буріння свердловин на цьому родовищі найімовірнішою причиною поглинань є гідравлічний розрив верхніх горизонтів аптського ярусу. Нехай модель (8.41) представлена формулою (див. табл. 8.4)

$$\text{grad}[p] = \frac{\mu}{(1-\mu)(1-m)} \text{grad}(p_r - p_n) + \text{grad} p_n + \frac{\sigma_p + \Delta p_3}{z}, \quad (8.46)$$

де $\text{grad} p_n, \text{grad} p_r$ — градієнти відповідно пластового і геостатичного тисків на глибині z ;

μ, m, σ_p — відповідно коефіцієнт Пуассона, пористість і міцність породи на розрив;

Δp_3 — перепад тиску, за якого відбувається зсув бурового розчину в тріщинах пласта.

Враховуючи особливість і суть задачі, беремо глибину z за точно відому величину; $\text{grad} p_n, \text{grad} p_r$ та Δp_3 — за статистично незалежні неточно відомі величини; μ, m та σ_p — за статистично залежний неточно відомий вектор ξ вхідних даних.

Побудуємо прогноз градієнта тиску виникнення поглинання для глибини $z = 2150$ м за результатами статистичного моделювання неточно відомих вхідних даних у формулі (8.46). Використовуючи промисловий

матеріал і лабораторні дані про фізико-механічні властивості порід для умов Харасавейського родовища, опишемо неточно відомі вхідні дані так:

градієнт пластового тиску $\text{grad} p_n$ — закон щільності розподілу ймовірностей рівномірний, параметри $a_1 = 1,02 \cdot 10^4$ Па/м; $b_1 = 1,05 \cdot 10^4$ Па/м;

градієнт геостатичного тиску $\text{grad} p_r$ — закон щільності розподілу ймовірностей нормальний, параметри $\zeta_2 = \text{grad} p_r = 2,3 \cdot 10^4$ Па/м; $\sigma_2 = 2 \cdot 10^2$ Па/м;

перепад тиску Δp_3 , за якого відбувається зсув бурового розчину в тріщинах пласта — закон щільності розподілу ймовірностей рівномірний, параметри $a_3 = 2 \cdot 10^5$ Па/м; $b_3 = 4 \cdot 10^5$ Па/м;

статистично залежний вектор ξ з параметрами

$$\bar{\xi} = \begin{pmatrix} \bar{\mu} \\ \bar{m} \\ \bar{\sigma}_p \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,33 \\ 0,12 \\ 3 \cdot 10^6 \end{pmatrix};$$

$$C = \begin{pmatrix} 1 \cdot 10^{-4} & 9,6 \cdot 10^{-5} & -2,7 \cdot 10^3 \\ 9,6 \cdot 10^{-5} & 1,44 \cdot 10^{-4} & -2,52 \cdot 10^3 \\ -2,7 \cdot 10^3 & -2,52 \cdot 10^3 & 9 \cdot 10^{10} \end{pmatrix}.$$

У табл. 8.8 наведені деякі результати статистичного моделювання за допомогою ЕОМ неточно відомих вхідних величин, на основі яких одержано вибірку спостережень випадкової величини $\text{grad}[p]$.

Таблиця 8.8

Фрагменти результатів статистичного моделювання величини $\text{grad}[p]$

Номер експерименту	Вхідні дані						grad [p] _i · 10 ⁻⁴ , Па/м
	ζ _k			ξ			
	grad p _n · 10 ⁻⁴ , Па/м	grad p _c · 10 ⁻⁴ , Па/м	Δp ₁ · 10 ⁻⁵ , Па	μ	m	σ _p , МПа	
1	1,03	2,28	2,50	0,34	0,14	2,45	1,90
2	1,05	2,31	2,72	0,32	0,10	3,30	1,88
3	1,04	2,30	2,55	0,32	0,10	3,15	1,85
4	1,04	2,29	2,49	0,32	0,10	3,38	1,87
...	...	...	...	...	...	...	...
20	1,04	2,32	3,13	0,34	0,15	2,84	1,96
21	1,05	2,31	3,52	0,31	0,06	3,79	1,83
...	...	...	...	...	...	...	...
50	1,03	2,32	3,00	0,30	0,05	3,69	1,80
51	1,04	2,30	2,61	0,33	0,11	3,16	1,88
...	...	...	...	...	...	...	...
58	1,02	2,30	3,78	0,33	0,09	2,93	1,86
59	1,04	2,27	3,29	0,35	0,14	2,35	1,93
60	1,03	2,27	3,64	0,32	0,11	3,23	1,87

Моделювання неточно відомих величин ζ_k виконано за формулами (8.43) і (8.44), а вектора ξ — з використанням перетворень (8.45). Елементи трикутної матриці перетворень

$$A = \begin{pmatrix} 1 \cdot 10^{-2} & 0 & 0 \\ 9,6 \cdot 10^{-3} & 7,2 \cdot 10^{-3} & 0 \\ -2,7 \cdot 10^5 & 1 \cdot 10^4 & 1,3 \cdot 10^5 \end{pmatrix}.$$

Загальну кількість числових експериментів було взято рівною 60.

Розглянемо результати статистичної обробки одержаної вибірки спостережень випадкової величини $\text{grad}[p]$.

У табл. 8.9 наведені емпіричні частоти розподілу величини $\text{grad}[p]$, на основі яких висунуто гіпотезу H_0 про нормальний характер розподілу випадкової величини $\text{grad}[p]$ і теоретичні частоти. Перевірку гіпотези H_0 виконували за критерієм Пірсона χ^2 . Оскільки $T = 2,201 < \chi^2_{2,0,05} = 5,99$, то підстав для відхилення гіпотези H_0 про нормальний характер розподілу генеральної сукупності немає.

Таблиця 8.9

Розподіл емпіричних і теоретичних частот градієнта тиску виникнення поглинання

Інтервали $(\text{grad}[p]_{j-1} - \text{grad}[p]_j)10^{-4}$, Па/м	Емпірична частота h_j	Теоретична ймовірність p_j	$T_j = \frac{(h_j - np_j)^2}{np_j}$
1,80—1,82	1	0,0177	0,212
1,82—1,84	3	0,0538	
1,84—1,86	9	0,1192	
1,86—1,88	8	0,1917	1,066
1,88—1,90	12	0,2251	0,168
1,90—1,92	14	0,1917	0,543
1,92—1,94	7	0,1192	0,212
1,94—1,96	5	0,0538	
1,96—1,98	1	0,0177	

У табл. 8.10 наведені основні результати прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання ($z = 2150$ м).

Таблиця 8.10

Результати статистичного прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання Харасавейського родовища

Статистична характеристика	Оцінка
Середнє значення $\overline{\text{grad}[p]}$, Па/м	$1,89 \cdot 10^4$
Середньоквадратичне відхилення S , Па/м	$0,035 \cdot 10^4$
Інтервал надійності оцінки математичного сподівання при $\alpha = 0,05$, Па/м	$(1,88—1,90)10^4$
Нижня границя одностороннього толерантного інтервалу $\text{grad}^*[p]$, Па/м: $\beta = 0,90$ $\beta = 0,95$	$1,83 \cdot 10^4$ $1,82 \cdot 10^4$

Нечіткі методи прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинань використовують у разі неточної інформації про причини поглинань, пластові та геостатичні тиски, фізико-механічні властивості гірських порід.

Під *нечітким прогнозом величини градієнта тиску виникнення поглинання* $\text{grad}[p]$ у просторі альтернатив градієнта гідравлічного тиску $\text{grad}p$ розуміють сукупність упорядкованих пар $\{\text{grad}p, \mu_n(\text{grad}p)\}$, де $\mu_n(\text{grad}p)$ — функція належності, яка ставить у відповідність кожному значенню $\text{grad}p$ число μ_n із відрізка $[0,1]$, що характеризує ступінь можливості виникнення поглинання при цьому значенні $\text{grad}p$. Приймається $\mu_n = 0$ для тих значень $\text{grad}p$, коли поглинання відсутнє, та $\mu_n = 1$, коли воно є.

Таке формулювання передбачає для кожного конкретного пласта існування градієнта тиску виникнення поглинання на множині можливих значень $\text{grad}p$, має фізичне пояснення, зумовлене індивідуальністю об'єкта поглинання, і підтверджується промисловими даними на багатьох родовищах.

Із визначення випливає, що складання нечіткого прогнозу $\text{grad}[p]$ зводиться, по суті, до знаходження правил побудови функції належності. Для побудови $\mu_n(\text{grad}p)$ можна використовувати емпіричні та евристичні способи, які є узагальненням статистичних методів прогнозування.

Емпіричний спосіб побудови функції належності ґрунтується на використанні промислового матеріалу стосовно пробурених свердловин на конкретному родовищі або площі. Промислову вибірку для конкретного пласта складають для всіх свердловин, у тому числі непоглинаючих. Вибірка має містити таку інформацію: номер свердловини, пласт, глибина пласта, відомості про поглинання, тиск на пласт, за якого виникло поглинання, максимальний тиск на пласт під час проходки його без поглинання.

Обробкою промислового матеріалу встановлюють область зміни $\text{grad } p \in [a, b]$, де a та b — відповідно нижня і верхня границі цієї області. Величини $\text{grad } p_i$ у вибірці спостережень обсягом N для поглинаючих свердловин обчислюють за тиском, за якого виникло поглинання, а для свердловин, в яких поглинання не спостерігалися, — за максимальним тиском на пласт. Потім область зміни $\text{grad } p$ розбивають на $k \geq 4 \dots 5$ рівномірних інтервалів градацій із кроком Δ . Функцію належності для j -го інтервалу градації вибірки $\text{grad } p$ визначають за правилом

$$\mu_{pj} = \sum_{i=1}^j n_i^+ / \left(\sum_{i=j}^k n_i^- + \sum_{i=1}^j n_i^+ \right), \quad j = \overline{1, k}, \quad (8.47)$$

де n_i^+ , n_i^- — кількість відповідно поглинаючих і непоглинаючих свердловин в i -му інтервалі градації вибірки;

k — кількість інтервалів градації.

Формула (8.47) розкриває суть функції належності, яка відображує умовну емпіричну частоту виникнення поглинання за певного дискретного значення градієнта гідравлічного тиску $\text{grad } p_j$.

Нечіткий прогноз можна подати в табульованій формі

$$\text{grad } [p] = \{ \text{grad } p_{j-1} - \text{grad } p_j, \mu_{pj} \}, \quad j = \overline{1, k}, \quad (8.48)$$

де $\text{grad } p_j = \text{grad } p_{j-1} + \Delta$; для $j = 1$ $\text{grad } p_{j-1} = a$.

Якщо під час обробки промислового матеріалу функція належності на границях a та b не дорівнює відповідно 0 та 1, то допускається екстраполяція оптимально підібраної аналітичної залежності $\mu_p(\text{grad } p)$ по точках $\text{grad } p_{j-1} + (\Delta/2)$ та μ_{pj} до одержання цих значень.

Приклад 8.6. Розглянемо побудову нечіткого прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання за даними буріння 32 свердловин на Харасавейському родовищі (див. приклад 8.4) за 1974—1982 рр. Із цих свердловин тільки 20 розкрили ймовірний об'єкт поглинання (аптський ярус), на 4 свердловинах поглинань не було. Аналіз промислового матеріалу показав, що поглинання на більшості свердловин виникали після розкриття верхніх горизонтів аптського ярусу і входження в зону АВПТ. Отже, ці свердловини можна включити до вибірки і як непоглинаючі з урахуванням максимального градієнта гідравлічного тиску на об'єкт поглинання під час його розбурювання. Цей штучний прийом дає змогу розширити обсяг вибірки в частині непоглинаючих свердловин, що підвищує якість прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання. Правомірність застосування цього прийому логічно не протирічить змісту правила (8.47).

Таблиця 8.11

Максимальні значення градієнтів тиску у непоглинаючих свердловинах Харасавейського родовища

Номер свердловини	Глибина об'єкта поглинання, м	Параметри бурового розчину			Максимальне значення $\text{grad } p_i \cdot 10^{-4}$, Па/м
		густина, кг/м ³	в'язкість, с	фільтрація, см ³ /30 хв	
2	2123	1240	25	6,5	1,34
3	2142	1450	25	10	1,53
8	2263	1510	43	10	1,62
9	2043	1640	36	7	1,74
10	2117	1640	44	8	1,74
11	2320	1540	28	6	1,64
19	2294	1500	40	8	1,61

Номер свердловини	Глибина об'єкта поглинання, м	Параметри бурового розчину			Максимальне значення $\text{grad } p_i \cdot 10^{-4}$, Па/м
		густина, кг/м ³	в'язкість, с	фільтрація, см ³ /30 хв	
20	2121	1660	32	9	1,75
31	2079	1790	30	6	1,89
33	2183	1730	27	12	1,84
34	2171	1780	30	5	1,86
35	2222	1760	28	6	1,85
38	2060	1790	38	7	1,88
39	2121	1820	30	7	1,90
40	2163	1780	50	7,5	1,86
42	2180	1880	40	9	1,88
43	2156	1840	55	8,5	1,95
44	2328	1870	60	8	1,96

У табл. 8.11 наведені максимальні значення $\text{grad } p_i$ у непоглинаючих свердловинах. За даними табл. 8.9 та 8.11 під час проходки поглинаючого пласта $\text{grad } p$ змінювався від $1,34 \cdot 10^4$ до $2,04 \cdot 10^4$ Па/м.

Розбивши область зміни $\text{grad } p$ на $k = 7$ рівномірних інтервалів із кроком $\Delta = 0,1 \cdot 10^4$ Па/м, за даними табл. 8.9 і 8.11 визначають кількість непоглинаючих і поглинаючих свердловин в j -му інтервалі градації вибірки.

Результати розрахунку функції належності наведено в табл. 8.12, де нечіткий прогноз величини $\text{grad } [p]$ подано у вигляді впорядкованих пар $\text{grad } [p] = \{\text{grad } p_j, \mu_{ij}\}$.

Таблиця 8.12

Побудова нечіткого прогнозу градієнта тиску виникнення поглинання за промисловими даними

j	$\text{grad } p_j \cdot 10^{-4}$, Па/м		n_j^-	n_j^+	$\sum_{i=1}^k n_i^-$	$\sum_{i=1}^j n_i^+$	μ_{ij}
	від	до					
1	1,34	1,44	1	0	18	0	0
2	1,44	1,54	1	0	17	0	0
3	1,54	1,64	3	2	16	2	0,11
4	1,64	1,74	2	1	13	3	0,19
5	1,74	1,84	2	2	11	5	0,31
6	1,84	1,94	6	8	9	13	0,59
7	1,94	2,04	3	3	3	16	0,84

Евристичний спосіб побудови функції належності ґрунтується на використанні результатів статистичного моделювання градієнта тиску виникнення поглинання за допомогою математичних моделей.

У цьому випадку математична модель порівняно з моделлю (8.41) має більш загальний вигляд

$$\text{grad } [p] = f_s(x, \zeta, \xi), \quad s = \overline{1,3}, \quad (8.49)$$

де s — індекс причини виникнення поглинання.

На основі апіорної інформації про ймовірності α_s причин виникнення поглинання це потребує їх попереднього моделювання за схемою

$$\sum_{k=0}^{s-1} \alpha_k < \gamma(j) \leq \sum_{k=0}^s \alpha_k \Rightarrow s, \quad (8.50)$$

де $\alpha_0 = 0$.

Потім для відповідної причини s поглинання здійснюють моделювання неточно відомих даних у (8.49) і одержують вибірку спостережень $\text{grad } p \in [a, b]$.

Функцію належності знаходять за правилом

$$\mu_{nj} = \begin{cases} 0, & \text{для } \text{grad } [p] \leq a; \\ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^j n_i, & \text{для } a < \text{grad } [p] < b; \\ 1, & \text{для } \text{grad } [p] \geq b \end{cases} \quad (8.51)$$

і подають у вигляді (8.48). Тут n_i — кількість значень $\text{grad } [p]$ в i -му інтервалі градації вибірки; N — обсяг вибірки $\text{grad } [p]$.

Нечіткі моделі прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинань мають переваги у порівнянні із детермінованими і статистичними моделями, які полягають у більш повному врахуванні інформації про причини поглинань (евристичний спосіб) та використанні промислових даних стосовно свердловин, в яких поглинання не спостерігались (емпіричний спосіб).

Практичне застосування нечітких моделей прогнозування градієнтів тиску виникнення поглинань пов'язане з евристичним способом побудови функції належності, оскільки відсутні обмеження в промисловому матеріалі. Емпіричний спосіб побудови функції належності є цінним з позицій можливої оцінки адекватності застосованих моделей, яку можна виконати тільки на множині свердловин.

Вибір обмежень $\text{grad}^* [p]$ на градієнт гідравлічного тиску з метою попередження поглинань здійснюється для розробки профілактичних заходів залежно від методу прогнозування за допомогою:

розрахункових формул

$$\text{grad}^* [p] = k_6 \text{ grad } [p]; \quad (8.52)$$

статистичних методів

$$\text{grad}^* [p] \Leftrightarrow \left\{ \int_{\text{grad}^* [p]}^{\infty} \varphi(x) dx = 1 - \alpha^* \right\}; \quad (8.53)$$

нечітких методів

$$\text{grad}^* [p] \Leftrightarrow \{ \text{grad}^* [p], \mu_n(\text{grad}^* [p]) = \alpha^* \}, \quad (8.54)$$

де k_6 — коефіцієнт безпеки ($k_6 < 1$);

$\varphi(\cdot)$ — функція щільності розподілу ймовірностей випадкової величини $\text{grad}^* [p]$;

α^* — ймовірність (ризик) виникнення поглинання.

Отже, вибір обмеження $\text{grad}^* [p]$ зводиться згідно з формулами (8.52)–(8.54) до обґрунтування коефіцієнта безпеки або ризику виникнення поглинання, що здійснюється залежно від характеру розв'язуваної задачі, ситуації на свердловині, виду технологічної операції та інших факторів. В окремих випадках раціонально призначити обмеження по стовбуру свердловини з різним ступенем ризику. У разі негарантованого ($\mu_n \neq 0$) обмеження це дає змогу понизити можливий ризик виникнення поглинання.

Приклад 8.7. На основі одержаних у прикладах 8.4 і 8.5 результатів розглянемо призначення обмежень $\text{grad}^* [p]$ на градієнт гідравлічного тиску з метою попередження поглинань.

Для статистичного прогнозу вибір обмеження відповідно до формули (8.53) — це оцінка нижньої границі одностороннього толерантного інтервалу $[\text{grad}^* [p], +\infty]$, всередині якого із заданою ймовірністю

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 $\beta = 0,95$.