

1.4. БАРОТЕРМІЧНІ УМОВИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Геостатичний (гірський) тиск створюється вагою вищерозташованої товщі гірських порід. Для тектонічно спокійних регіонів геостатичний тиск p_r на глибині z визначають за формулою

$$p_r(z) = \int_0^z [(1-m)\rho_m + m\rho_\phi] g dz, \quad (1.27)$$

де ρ_m , ρ_ϕ — відповідно мінералогічна густина порід і густина флюїду як функція глибини;
 m — пористість порід як функція глибини;
 g — прискорення вільного падіння.

Гradient $\text{grad } p_r$ та індекс k_r геостатичного тиску знаходять за формулами

$$\text{grad } p_r = p_r(z)/z; \quad (1.28)$$

$$k_r = p_r(z)/(\rho_v g z), \quad (1.29)$$

де ρ_v — густина прісної води.

В інженерних розрахунках геостатичний тиск або його gradient визначають, як правило, дискретно в інтервалах літологічно однорідних порід:

$$\text{grad } p_r(z_i) = \frac{1}{z_i} \{z_{i-1} \text{grad } p_r(z_{i-1}) + [(1-m_i)\rho_{\phi i} + m_i\rho_{\phi i}](z_i - z_{i-1})\},$$

де z_{i-1} , z_i — відповідно координати кривлі і підшви літологічно однорідної товщі порід.

Для тектонічно складних регіонів gradient геостатичного тиску в масиві може відрізнятися від розрахованого за формулою (1.28) у довільну сторону, що пов'язано з додатковою дією тектонічних напружень.

Пластовий флюїд у порях гірської породи перебуває під тиском, який називають *поровим*, або *пластовим тиском*. Термін «поровий тиск» використовують для пластів, представлених практично непроникними породами (глини, солі). Термін «пластовий тиск» вживається для пластів-колекторів.

Gradient $\text{grad } p_n$ та індекс k_n , або коефіцієнт аномальності пластового тиску, визначаються за формулами

$$\text{grad } p_n = p_n(z)/z; \quad (1.30)$$

$$k_n = p_n(z)/(\rho_v g z), \quad (1.31)$$

де $p_n(z)$ — пластовий (поровий) тиск на глибині z .

Розрізняють пласти з нормальними і аномальними пластовими тисками. Пластовий тиск вважають умовно нормальним, якщо $\text{grad } p_n = 0,981 \cdot 10^4$ Па/м та $k_n = 1$, і нормальним, якщо він дорівнює гідростатичному тиску еквівалентного стовпа пластової (мінералізованої) води.

Аномальні пластові тиски характеризуються відхиленням від нормального в довільну сторону. Аномально низькі (АНПТ) і аномально високі (АВПТ) пластові тиски можуть бути обумовлені дією багатьох факторів, пов'язаних з особливостями геологічної будови району.

АНПТ на великих глибинах зустрічаються рідше. Основні причини їх утворення:

часткове розвантаження гірського тиску, що призводить до збільшення об'єму порового простору;

розчинення та вилугування породи;

велика альтитуда гирла свердловини, що перевищує рівень ґрунтових вод; некомпенсований відбір флюїду з продуктивних пластів у процесі експлуатації свердловин. Нормальний пластовий тиск виникає у гідравлічно відкритій системі, в якій відбір флюїду компенсується припливом з області живлення продуктивного пласта.

На протипагу цьому пласти з АВПТ належать до гідравлічно закритої системи, тобто нормальні і аномальні пластові тиски можуть співіснувати тільки в тому випадку, коли вони розділені бар'єром тиску. На рис. 1.11 показані типова схема покладу з АВПТ (а) та зміна пластових тисків з глибиною (б). Виділені характерні зони: нормального пластового тиску (лінія *OA*), перехідна, або бар'єр тиску (лінія *AB*) і АВПТ (лінія *BBГ*). Ореол вторгнення визначає границі області проникнення флюїду (газу).

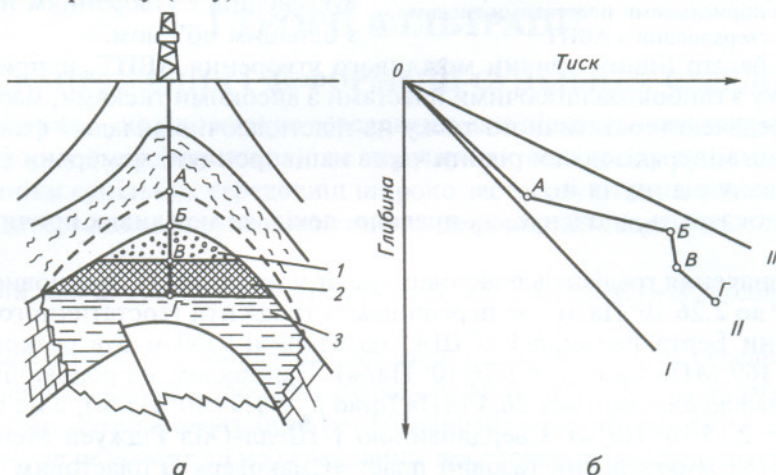


Рис. 1.11. Типова схема покладу з АВПТ (а) та зміна пластових тисків з глибиною (б):

I—газ; *2*—нафта; *3*—вода;

I—умовно нормальний пластовий тиск; *II*—фактичний пластовий тиск; *III*—геостатичний тиск

Бар'єр тиску перешкоджає проникненню через нього значних об'ємів флюїду і може бути фізичного, хімічного та змішаного походження. У літологічному відношенні бар'єр тиску представлений породами-неколекторами (глини, алевроліти, солі та ін.).

Утворення АВПТ зумовлено геологічними, геофізичними, механічними і геохімічними процесами.

Однією із можливих причин утворення АВПТ є швидкість седиментації і осадонакопичення. Така гіпотеза пояснюється тим, що частина геостатичного тиску у процесі «швидкого» осадо-накопичення сприймається флюїдом за рахунок виникнення перешкод, що заважають витисненню флюїду.

До підвищення пластових тисків може призвести високий регіональний рівень ґрунтових вод у порівнянні з альтитудою гирла, а також структура пласта-колектора. Перший випадок пов'язаний із артезіанською водною системою (рис. 1.12,а), а другий — з лінзоподібними пластами (рис. 1.12,б). Для лінзоподібних пластів внаслідок різниць у густині води, нафти і газу при нормальному тиску в глибокій частині пласта будуть спостерігатись більш високі тиски у менш глибоких частинах пласта.

АВПТ можуть виникнути в результаті локальних і регіональних тектонічних рухів. На рис. 1.13 показаний характерний приклад, коли екранована частина порід з нормальним пластовим тиском піднімається при тектонічних рухах на більш високий рівень.

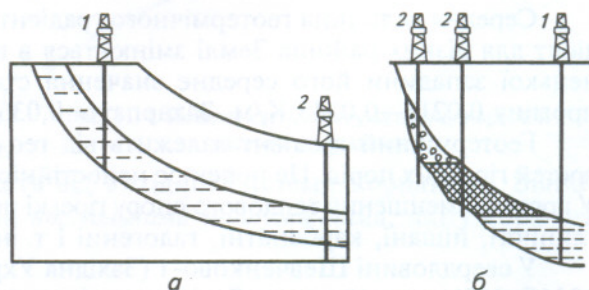


Рис. 1.12. Вплив п'єзометричного рівня флюїдів (а) і структури пласта (б) на утворення АВПТ:

1—тип свердловини з нормальними пластовими тисками; *2*—тип свердловини з АВПТ

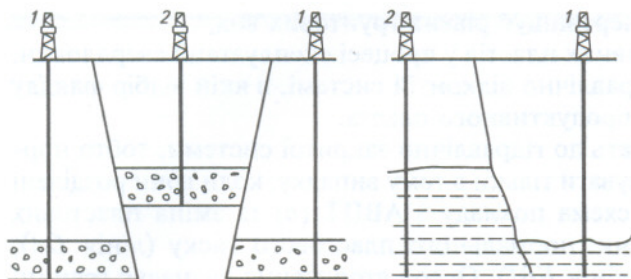


Рис. 1.13. Вплив тектонічних порушень на утворення АВПТ:
1—тип свердловини з нормальними пластовими тисками;
2—тип свердловини з АВПТ

Відомо також багато інших причин можливого утворення АВПТ, наприклад, за рахунок гідравлічного зв'язку з глибокозалагаючими пластами з високими тисками, масових накопичень кам'яної солі з передачею геостатичного тиску на підстилаючі відклади і флюїди, осмотичних явищ переносу менш мінералізованої рідини через напівпроникні мембрани (глинисті породи) в більш мінералізовану рідину та ін.

Дослідження показують, що існує, як правило, декілька можливих причин утворення зон АВПТ.

Максимальні значення градієнтів пластових тисків у зонах АВПТ, в основному, перебувають у межах від $1,81 \cdot 10^4$ до $2,26 \cdot 10^4$ Па/м і не перевищують градієнти геостатичного тиску. В процесі буріння свердловини Берта-Роджерс-1 (США) на глибині 9590 м був розкритий горизонт із пластовим тиском 169 МПа ($\text{grad } p_n = 1,76 \cdot 10^4$ Па/м). Наприклад, на родовищі Гіа-Сурж (Ірак) на глибині 1829 м зафіксований тиск 36,4 МПа ($\text{grad } p_n = 1,99 \cdot 10^4$ Па/м), а на глибині 3597 м — 77,3 МПа ($\text{grad } p_n = 2,15 \cdot 10^4$ Па/м). Свердловиною 1-Шелл-Ойл Ріджуей Менеджмент (США) на глибині 6705–6782 м розкритий газовий пласт «Смаковер» із пластовим тиском 154 МПа ($\text{grad } p_n = 2,28 \cdot 10^4$ Па/м).

Винятком є відклади, які були знайдені в деяких районах Ірану та колишнього СРСР, де градієнт аномального пластового тиску перевищував градієнт геостатичного тиску вищерозташованих порід.

Термічні умови буріння свердловин визначаються, в основному, тепловим потоком із надр Землі. Добові коливання температури затухають на глибині близько 1,5 м, а річні — на глибинах 25–30 м, де розташований рівень постійної температури, який відповідає середній річній температурі даної місцевості. Глибше спостерігається підвищення температури за рахунок теплоти надр Землі.

Під *геотермічним градієнтом* Γ_T розуміють підвищення температури на одиницю глибини

$$\Gamma_T = (T_2 - T_1) / (z_2 - z_1),$$

де T_1, T_2 — температури, які відповідають глибинам z_1 і z_2 .

Величина, обернена до геотермічного градієнта, називається *геотермічним ступенем*

$$\Gamma_T^{-1} = (z_2 - z_1) / (T_2 - T_1).$$

Середня величина геотермічного градієнта вважається рівною 0,03 К/м. Геотермічний градієнт для різних районів Землі змінюється в широких межах. Так, для площ Дніпровсько-Донецької западини його середнє значення становить 0,0217–0,0309 К/м, Передкарпатського прогину 0,0213–0,0345 К/м, Закарпаття 0,0360–0,0427 К/м.

Геотермічний градієнт залежить від геологічної будови району і теплофізичних властивостей гірських порід. Це пояснює непостійність градієнта з глибиною в одному і тому ж районі. У порядку зменшення теплового опору гірські породи можна розташувати в ряд (за Д.І. Дьяковим): глинисті, піщані, карбонатні, галогенні і т. ін.

У свердловині Шевченково-1 (Західна Україна) на глибині 7522 м зафіксована температура 185 °С. У Кольській надглибокій свердловині (Росія) на глибині 12000 м зареєстрована температура 203 °С. У надглибокій свердловині Саатлі (Азербайджан) на глибині 8200 м температура становила 140 °С. У свердловині 1-Роса де Бенавідес (США) на глибині 7265 м зафіксована температура 291 °С.

Процеси діагенезу, пов'язані з утворенням нових мінералів або перекристалізацією речовин в осадах, можуть при відповідних умовах бути причиною АВПТ. Внаслідок утворення нових мінералів із більшим об'ємом підвищується напруження в скелеті породи, частина якого сприймається флюїдом. Такий, по суті, вплив термодинамічних і біохімічних процесів, пов'язаних із крекінгом вуглеводнів і утворенням нових вуглеводнів з більшим об'ємом.