

8.3. ФЛЮЇДОПРОЯВИ

8.3.1. ПРИЧИНИ ПРОЯВІВ

Систематика основних причин проявів показана на рис. 8.27.



Рис. 8.27. Систематика причин флюїдопроявів у процесі буріння

Зменшення тиску на пласт — основна причина надходження флюїду у свердловину, що зв'язане з виконанням умови для найбільш небезпечного з позицій прояву пласта

$$\text{grad } p^j < \text{grad } p_{\text{фп}}, \quad (8.70)$$

де $\text{grad } p^j$ — градієнт гідралічного тиску у свердловині під час виконання j -ї технологічної операції;

$\text{grad } p_{\text{фп}}$ — градієнт тиску флюїдопрояву.

У загальному випадку

$$\text{grad } p_{\text{фп}} = \text{grad } p_{\text{п}} - \Delta p_0 / z, \quad (8.71)$$

де Δp_0 — початковий перепад тиску на пласт, з перевищенням якого флюїд надходить у свердловину;

z — вертикальна координата пласта.

На виконання умови (8.70) можуть впливати геологічні й технологічні причини.

До *геологічних причин* належить насамперед невизначеність інформації щодо закономірностей зміни пластових тисків з глибиною свердловини. Це зв'язано із розкриттям регіональних і локальних зон АВПТ. Відомо, що закономірності зміни пластових тисків різноманітні як за простяганням, так і за товщиною розбурюваних покладів. Підвищення пластового тиску з глибиною свердловини може мати монотонний або різкий стрибкоподібний характер. Спостерігається також нерівномірність розподілу градієнтів пластових тисків по площах структур. Для низки родовищ властива наявність локальних аномалій пластових тисків.

Отже, під час непередбачуваного, зумовленого геологічними причинами різкого збільшення градієнта пластового тиску у разі недостатньої густини бурового розчину виникають умови, сприятливі для флюїдопроявів.

До *технологічних причин* зараховують порушення технологічних регламентів буріння свердловин, а також помилки, допущені під час розробки технічного проекту на спорудження свердловини, в прогнозах пластових тисків у процесі буріння і т.ін.

Створення протитиску на пласт для попередження проявів забезпечується відповідним вибором густини бурового розчину. Недостатня густина бурового розчину — основна причина проявів. Це зумовлено помилками в технічному проекті і технологічних регламентах буріння свердловини, неточністю прогнозу пластових тисків у процесі буріння, несвоєчасним прийняттям рішень щодо обважнення бурового розчину або спуску проміжної колони, надходженням у буровий розчин рідини (газу) з меншою густиною, спіненням бурового розчину, неякісною очисткою бурового розчину від газу, седиментацією твердої фази бурового розчину і т.ін.

Під час виконання окремих технологічних операцій (спуск і піднімання колони труб, зупинка бурових насосів та ін.) можливе зменшення тиску у свердловині нижче гідростатичного, що може спричинювати в певних умовах надходження із пласта флюїду.

В процесі спуску колони труб у свердловину зменшення тиску нижче гідростатичного спостерігається на початку і наприкінці операції (див. рис. 3.54,а—в, розділ 3.7.4, том 2). У початковий період зменшення тиску зв'язане із припідніманням колони труб для її зняття з пневмоклинів, а в кінці — з інерційною компонентою стовпа бурового розчину. Імпульсні зменшення тиску під час спуску колони труб у свердловину не можуть бути самостійною причиною надходження флюїду в звичайних умовах при $\rho g > \text{grad } p_{\text{фп}}$. Проте для бурових розчинів, які характеризуються в'язкопружними властивостями зі значним часом релаксації, зменшення тиску наприкінці операції може призвести до надходження флюїду із високопроникних пластів у свердловину.

В процесі піднімання колони труб із свердловини зменшення тиску нижче гідростатичного діє протягом усієї операції (див. рис. 3.54,г—д, розділ 3.7.4, том 2) і є найнебезпечнішим з позицій флюїдопроявів. За даними В.Д. Шевцова, із підніманням колони труб на родовищах зв'язано від 50 до 70% викидів.

Під час зупинки бурових насосів виникає імпульсне зменшення тиску у свердловині внаслідок гідравлічного удару, що, як уже зазначалось, може спричинити надходження флюїду тільки в особливих ситуаціях.

Серед інших технологічних операцій найнебезпечнішими з позицій проявів є операції, які зв'язані із зменшенням тиску в свердловині. Це, зокрема, ліквідація прихватів колони труб з допомогою ванн та інших способів, що ґрунтуються на зменшенні тиску в свердловині.

Зменшення тиску на пласт зумовлене також зменшенням висоти стовпа бурового розчину в свердловині, основними причинами якого можуть бути:

- поглинання бурового розчину з падінням рівня;
- недоливання свердловини під час піднімання колони труб;
- перетікання між трубним і затрубним простором або пластами.

Для всякої причини пониження рівня бурового розчину існує його *критичне значення*, перевищення якого призводить до виникнення прояву.

Утворення штучних зон АВПТ, характерне для розбурювання багатопластових родовищ із газо- і нафтонасиченими пластами, зв'язане з негерметичністю цементного каменю за проміжними і експлуатаційними колонами, а також із порушенням обсадних колон. Неякісно зацементовані свердловини та неізолювані аварійні стовбури служать каналами для міжпластових перетоків флюїдів із нижчезалягаючих пластів у вищезалягаючі.

Причини проявів без зменшення тиску на пласт зумовлені надходженням пластового флюїду з вибуреною породою внаслідок дифузійних і осмотичних процесів, гравітаційного заміщення та інших явищ.

Об'ємну витрату газу, що надходить у буровий розчин з породою під час розбурювання газоносного пласта, приведену до умов на гирлі свердловини, визначають за формулою

$$Q_{г0} = v_m f_v m \beta k_r \frac{p_n T_0 \bar{z}_0}{p_0 T_n \bar{z}_n},$$

де v_m — механічна швидкість проходки;

f_v — розбурювана площа вибою;

m — пористість породи;

β, k_r — коефіцієнти відповідно газонасиченості і газовіддачі породи;

$p_n, T_n, \bar{z}_n$ — відповідно тиск, температура і коефіцієнт надстисливості газу в пластових умовах;

$p_0, T_0, \bar{z}_0$ — відповідно тиск, температура і коефіцієнт надстисливості на гирлі свердловини.

Густину газованого бурового розчину на гирлі свердловини оцінюють за формулою

$$\rho_r = \frac{\rho Q_n + \rho_{г0} Q_{г0}}{Q_n + Q_{г0}},$$

де ρ — густина вихідного бурового розчину;

$\rho_{г0}$ — густина газу для умов на гирлі свердловини;

Q_n — продуктивність насосів.

За оціночними розрахунками В.Д. Шевцова, навіть за високих механічних швидкостей проходки (10—20 м/год), виявлено, що надходження газу з вибуреною породою, незважаючи на велике зниження густини бурового розчину на гирлі свердловини, неістотно зменшує вибійний тиск. Тому насичення бурового розчину газом із вибуреної породи не становить самостійної небезпеки прояву внаслідок зменшення вибійного тиску. Зменшення тиску може бути істотним у верхній частині свердловини і призвести до припливу із пластів, які знаходяться на цих глибинах.

Насичення бурового розчину газом представляє небезпеку з позицій розвитку проявів унаслідок можливої сепарації газу у верхній частині потоку, що спричинює утворення пробок і викидів бурового розчину з подальшим зменшенням тиску на пласт.

Дифузійний перенос зумовлений наявністю в системі градієнта концентрацій і проходить за законом Фіка

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = -D \frac{\partial \rho}{\partial x} \Delta S,$$

де Δm — маса речовини, що переноситься через площадку ΔS , перпендикулярну градієнту концентрації (густини) $\partial \rho / \partial x$ за час Δt ;

D — коефіцієнт дифузії.

Коефіцієнт дифузії залежить від складу і властивостей дифундованої речовини, а також умов процесу. Для газів за невисоких концентрацій коефіцієнт дифузії прямо пропорційний температурі і обернено пропорційний в'язкості середовища. Із зменшенням розміру та кількості пор у гірській породі величина D зменшується. Коефіцієнт дифузії для деяких газів становить $D \cdot 10^9, \text{ м}^2/\text{с}$:

у воді — метан 2,2; етан 1,6; вуглекислий газ 1,6;

у вологій глині — метан і етан 0,1—0,4.

Для вуглеводневих газів коефіцієнти дифузії через вологі глини і глинисті кірки близькі за значенням.

Вважається, що дифузія газів у буровий розчин незначна і не може спричинити ускладнення у разі відсутності циркуляції протягом доби. За оціночними розрахунками В.Д. Шевцова, для глибоких свердловин дифузія газу (за наявності в ньому сірководню і вуглекислого газу) може в окремих випадках призвести до підвищення концентрації, небезпечної з позицій викиду.

У разі *осмотичного переносу* пластових вод, які вміщують розчинений газ, через напівпроникну перегородку (фільтраційну кірку) внаслідок пониження тиску в процесі промивання газ переходить у вільний стан і зменшує густину бурового розчину. Вважається, що осмотичні процеси не приводять до істотного накопичення пластового флюїду в свердловині, що могло би бути зафіксовано на поверхні.

У реальних умовах явища дифузії та осмосу проходять одночасно, що зумовлено відсутністю ідеальних напівпроникних перегородок.

Гравітаційна взаємодія між флюїдом і буровим розчином або його фільтратом у пласті з вертикальною тріщинуватістю може привести до заміщення флюїду буровим розчином. Таке припущення зробив В.О. Хуршудов на основі лабораторних досліджень. Під час розкриття газонесних пластів великої товщини внаслідок фільтрації бурового розчину в пласт можуть спостерігатися локальні підвищення тиску з надходженням газу у свердловину (рис. 8.28). У процесі фільтрації бурового розчину фільтрат під дією гравітаційних сил накопичується біля підшови пласта, а газ проникає у зону пониженого тиску із покрівлі пласта, тобто в свердловину.

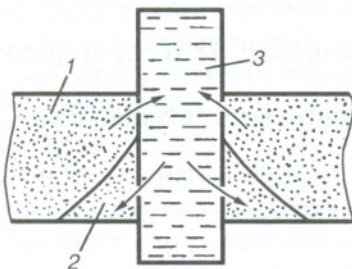


Рис. 8.28. Схема проникнення газу в свердловину:

- 1 — газовий пласт; 2 — зона проникнення фільтрату;
- 3 — зона накопичення газу

Надходження пластового флюїду в свердловину може бути зумовлене *капілярним переміщенням* внаслідок фільтрації дисперсного середовища бурового розчину в пласті. Капілярний тиск, достатній для витіснення пластового флюїду в свердловину, може виникати в порових каналах діаметром до 1 мкм. За таких умов надходження пластового флюїду внаслідок капілярного переміщення не становить небезпеки для проявів.

Явище *контракції бурового розчину*, тобто зменшення його об'єму в процесі структуроутворення, може привести до перерозподілу тиску між свердловиною і пластом та спричинити приплив флюїду. Експериментальними дослідженнями М.М. Шерстньова, Я.М. Расізаде і С.А. Ширінзаде встановлено, що характер зменшення об'єму в часі для глинистих розчинів аналогічний зміні СНЗ. Можливими причинами контракції бурового розчину є зміцнення структури з утворенням більш щільного просторового пакування глинистих частинок і характер сорбційних процесів у системі «глина—вода», внаслідок яких частина води переходить у фізично зв'язаний стан на поверхні частинок. Це призводить до зменшення об'єму води у системі, оскільки густина зв'язаної води за рахунок упорядкованої структури вища за вільну.

Контракційний ефект можна спостерігати у разі добавки до бурового розчину порошкоподібної глини, під час набухання шламу і стінок із глинистих порід. Дослідженнями встановлено, що зменшення об'єму глинистого розчину внаслідок контракції становить 0,1—0,5%, що є істотним з позицій виникнення флюїдопроявів.

Відомі також інші причини (температурні зміни, седиментація, розклад хімічних реагентів тощо), які зумовлюють надходження флюїдів у свердловину.

Фактичні причини виникнення проявів можуть бути зв'язані з дією однієї або комплексу причин. В.Д. Шевцов навів дані результатів аналізу 228 викидів, які мали місце під час буріння свердловин у штатах Техас і Луїзіана (США). За розподілом причин викидів по видах технологічних операцій найчастіше викиди виникали в процесі (в %):

СПО — 44;

буріння — 29;

вимивання флюїду — 12;

спуску обсадних колон — 4;

цементування свердловин — 4;

під час очікування тужавлення тампонажного розчину — 3.

Залежно від виду флюїду, що надійшов у свердловину, викиди розподіляють так, %:

газ — 73,4;

вода і газ — 10,1;

нафта і газ — 6,9;

вода — 6;

сірководень — 1,8;

конденсат — 1,8.

8.3.2. СИСТЕМАТИКА МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ ЗОН АВПТ

Специфіка будови зон АВПТ, зумовлена геологічними, геофізичними і гідродинамічними особливостями бар'єрів тиску, визначає можливості їх прогнозування з допомогою різних методів. У табл. 8.16 наведена систематика методів прогнозування АВПТ за W.H. Fertl. В.С. Мелік-Пашаєв, Е.М. Халімов і В.Н. Серьогіна розробили більш повну систематику методів прогнозування АВПТ, в якій додатково враховано методи прогнозу з допомогою регіональних геологічних досліджень, експериментального вивчення гірських порід, аналізу і узагальнення даних буріння і розробки нафтових і газових родовищ та ін.

Таблиця 8.16

Методи прогнозування зон АВПТ за W.H. Fertl

Джерело інформації	Індикатори тиску	Час реєстрації даних
Геофізичні методи	Сейсморозвідка Гравірозвідка Магніторозвідка	До початку буріння
Параметри буріння	Механічна швидкість проходки <i>d</i> -Експонента Каротаж в процесі буріння Момент обертання бурильного інструменту Навантаження на гак бурової установки	Під час буріння (без запізнення)
Параметри бурового розчину	Вміст газу в буровому розчині Густина бурового розчину на викиді Викиди бурового розчину Температура бурового розчину на викиді Питомий опір, концентрація хлоридів Рівень і об'єм бурового розчину в резервуарах Заповнення свердловини при СПО Швидкість циркуляції бурового розчину	Під час буріння (з запізненням)
Параметри шламу глинистих порід	Густина глин Фактор глин Форма і розмір частинок	Під час буріння (з запізненням)
Каротаж	Електрокаротаж: питомий опір провідність пластовий коефіцієнт глинистих сланців зміна мінералізації	Після буріння

Джерело інформації	Індикатори тиску	Час реєстрації даних
Каротаж	Акустичний каротаж Об'ємна густина Водневий показник Поперечний переріз захоплення теплових нейтронів Ядерно-магнітний резонанс Свердловинна гравіметрія	Після буріння
Прямі методи вимірювань тиску	Глибинні манометри Опробування пластовипробувачем на трубах Опробування приладами, що спускаються у свердловину на каротажному кабелі	Після розкриття пласта

Вважається, що **регіональні геофізичні методи** є єдиними методами, за допомогою яких можна прогнозувати глибину залягання покрівлі пласта з АВПТ і пластовий тиск до початку буріння свердловини. Для цього використовують дані сейсморозвідки. Інші методи (гравірозвідка, магніторозвідка) використовують як джерело додаткової інформації. Аналіз швидкості поширення пружних хвиль дає змогу за певних умов виділити зону АВПТ і за характером відхилень цієї величини від нормальних значень оцінити за емпіричними формулами пластовий тиск. За W.H. Fertl, у разі правильної інтерпретації даних сейсморозвідки точність прогнозу глибини покрівлі зони АВПТ у середньому становить близько ± 152 м, а точність оцінки порового тиску близько $\pm 0,12 \cdot 10^4$ Па/м досягнуто більше ніж у 50% вчених випадків.

Серед **параметрів буріння** найбільш інформативним для прогнозу зон АВПТ є механічна швидкість проходки. Під час розбурювання літологічно однорідних порід в умовах нормального пластового тиску цей параметр за інших рівних умов із збільшенням глибини зменшується, що зумовлено погіршенням буримості гірських порід і зростанням диференціального тиску

$$\Delta p = z \operatorname{grad}(p - p_{\text{п}}),$$

де p , $p_{\text{п}}$ — відповідно тиск на вибої і динамічний пластовий (поровий) тиск на глибині z .

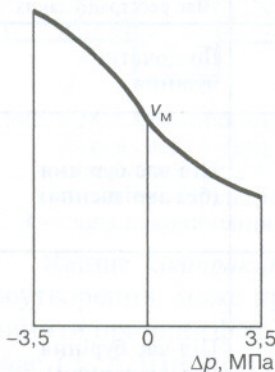


Рис. 8.29. Вплив диференціального тиску Δp на механічну швидкість проходки v_m

Звідси випливає, що для $p > p_{\text{п}}$ та за нормального характеру зміни пластового тиску із глибиною диференціальний тиск із глибиною зростає. На рис. 8.29 показана типова залежність механічної швидкості проходки v_m від диференціального тиску

$$v_m = v_{m0} \exp[-a(p - p_{\text{п}})],$$

де v_{m0} — механічна швидкість при $p = p_{\text{п}}$.

За даними А.Т. Bourgoyne та F.S. Young, коефіцієнт a становить $(1,2-2,3)10^{-7} \text{Па}^{-1}$. Зменшення механічної швидкості із зростанням диференціального тиску пояснюється головним чином погіршенням відділення частинок шламів від вибою, збільшенням притискової сили, що призводить до повторного його роздроблення і т.ін.

Вплив диференціального тиску на механічну швидкість проходки особливо помітний при $\Delta p < 3,5$ МПа. Для низькопроникних порід, тобто для перехідної зони, вплив диференціального тиску достатньо великий, а для високопроникних — незначний.

Під час розбурювання перехідної зони і зони АВПТ тенденція до зменшення механічної швидкості проходки порушується. Розушільнення гірських порід під дією підвищеного порового тиску і зменшення диференціального тиску внаслідок порушення нормального характеру зміни порового тиску з глибиною зумовлює підвищення механічної швидкості проходки. За досвідом, збільшення її вдвічі—втричі є надійною ознакою наближення до зони АВПТ.

Викладене дає змогу сформулювати *умови ефективного використання методів прогнозування на основі механічної швидкості проходки*:

розбурювання літологічно однорідних низькопроникних глинистих пластів;
використання доліт одного типу;
буріння в умовах, близьких до рівноваги вибійних і порових тисків;
буріння в режимі, який забезпечує об'ємне руйнування порід і ефективну очистку вибою від вибуреної породи;
буріння з незначною зміною режимних параметрів.

Установлено, що ці методи дають добрі результати при роторному способі буріння.

Розвиваються методи прогнозу АВПТ, які ґрунтуються на вимірюваннях *пористості глинистих порід* у процесі буріння. Створено каротажні установки із вмонтованими в бурильну колону датчиками і передачею інформації на поверхню. Розроблено методи прогнозування порових тисків з урахуванням залежності між пластовими характеристиками і параметрами режиму буріння.

Дані щодо *зміни моменту обертання* бурильного інструменту і *навантаження на гак* бурової установки в окремих випадках можна використовувати як *непрямі ознаки* виявлення зон АВПТ. Під час розкриття перехідних зон із зменшенням диференціального тиску можуть відбуватися пластичні деформації глинистих порід у пристовбурній зоні пласта, які призводять до зменшення діаметра свердловини, осипань стінок свердловини і т.ін. Унаслідок цього може спостерігатися підвищення моменту на роторі в процесі буріння та навантаження на гак бурової установки під час піднімання бурильного інструменту. Проте слід мати на увазі, що такі зміни моменту і навантаження можуть зумовлювати й інші причини.

Аналіз **параметрів бурового розчину** за даними спостережень на гирлі свердловини дає змогу в багатьох випадках прогнозувати розкриття зони АВПТ із запізненням на час, потрібний для досягнення бурового розчину із вибою гирла свердловини. В перехідній зоні через збільшення механічної швидкості проходки, пористості і пластового тиску підвищується вміст газу в буровому розчині, що можна використовувати як непряму ознаку виявлення зони АВПТ. Під час інтерпретації даних газового каротажу слід враховувати можливість надходження газу і за іншими причинами (наприклад, з інших горизонтів).

У перехідній зоні відбувається *підвищення температури* відносно нормальної тенденції її зміни, оскільки бар'єр тиску є і бар'єром температур. Проте на взаємозв'язок вимірюваної температури на гирлі свердловини і пластової температури впливає багато факторів (теплофізичні властивості бурового розчину і гірських порід, швидкість потоку та ін.), що ускладнює практичне застосування цього методу для кількісної оцінки пластових тисків. W.H. Fertl наводить приклади, які ілюструють можливість виділення зон АВПТ за результатами вимірювань температури на гирлі свердловини.

Дані щодо *зміни питомого електричного опору бурового розчину, вмісту хлоридів або інших іонів, водневого показника* на вході і виході із свердловини можна використовувати як *непрямі ознаки* виявлення зон АВПТ. Аналіз тенденції зміни цих індикаторів треба виконувати з урахуванням обмежувальних факторів (обробка бурового розчину реагентами, фізико-хімічні реакції в свердловині та ін.), які можуть істотно вплинути на інтерпретацію даних.

Такі індикатори, як *рівень і об'єм бурового розчину в приймальних резервуарах* під час буріння та спуску бурильного інструменту, *заповнення свердловини у разі підйому бурильного інструменту і швидкість циркуляції*, зв'язані з раннім виявленням припливу пластового флюїду.

Інформативними ознаками щодо виявлення зон АВПТ є **параметри шламу глинистих порід** (густина шламу, фактор глин, форма і розмір частинок).

Для нормальних пластових тисків *густина глинистих порід* збільшується з глибиною. В зонах підвищених порових тисків густина глин зменшується внаслідок їх підвищеної пористості. Аналіз тенденції зміни густини глинистих порід з глибиною дає змогу виділяти перехідні зони і прогнозувати порові тиски. Важливу інформаційну цінність при цьому має

фактор (тип) глин. Контроль за цим індикатором дає змогу уникнути помилок в інтерпретації даних про густину глинистих порід, особливо у разі розбурювання карбонатного розрізу з прошарками глинистих сланців. Наявність глин у розрізі також служить індикатором виявлення непроникного бар'єру тисків, що передують зоні АВПТ.

Частинки шламу, які утворюються під час розбурювання глинистих порід в умовах нормального пластового тиску, характеризуються звичайно пластинчастою формою невеликих розмірів із заокругленими краями. При розбурюванні перехідних зон частинки шламу, більші за розмірами, мають довгоосколючату форму із загостреними краями. Така форма, напевне, пов'язана з умовами руйнування породи на вибої і відриву частинок від вибою. Крім того, при розбурюванні перехідних зон може відбуватися винос більшої кількості шламу внаслідок осипань стінок свердловини за недостатньої густини бурового розчину.

Відомі також інші методи вивчення шламу глинистих порід (визначення питомого електричного опору, швидкості фільтрації рідкого шламу та ін.), які дають змогу прогнозувати зони АВПТ.

За **методами промислової геофізики** оцінюють фізичні властивості гірських порід із глибиною і на цій основі прогнозують зміну порового тиску. Ці методи використовують після буріння, і для отримання надійних результатів треба частіше проводити каротажні роботи.

Основним методом **прямого вимірювання пластового тиску** після розкриття пласта буріння є використання випробувачів на трубах.

8.3.3. МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ЗОН АВПТ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Для прогнозування зон АВПТ у процесі буріння свердловин найбільш розповсюджені методи, які ґрунтуються на вимірюванні *механічної швидкості проходки та густини шламу глинистих порід*.

У 1966 р. J.R. Jorden та O.J. Shirley запропонували для прогнозування зон АВПТ *метод d-експоненти*. Цей метод емпіричний, він оснований на використанні рівняння M.G. Bingham

$$v_m / n = a(G/D)^d,$$

де v_m — механічна швидкість проходки, м/год;

n — частота обертання долота, об/хв;

G — осьове навантаження на долото, кН;

D — діаметр долота, м;

a, d — емпіричні коефіцієнти.

Показник d -експоненти визначають нестрогим розв'язком рівняння M.G. Bingham із урахуванням масштабування за формулою

$$d = \frac{\ln(v_m / 196,8 n)}{\ln(1,498 \cdot 10^{-6} G / D)}. \quad (8.72)$$

Досвід показав, що використання формули (8.72) для визначення d -експоненти у разі розбурювання глинистих порід дає змогу виділяти зони АВПТ і прогнозувати порові тиски. З урахуванням прийнятих масштабних коефіцієнтів та одиниць вимірювань d -експонента змінюється обернено пропорційно механічній швидкості проходки: під час розбурювання зон із нормальними поровими тисками показник d -експоненти збільшується з глибиною, а в зоні з підвищеними поровими тисками — відхиляється у бік менших значень від такої тенденції. На рис. 8.30 показана характерна залежність зміни d -експоненти з глибиною.

Використання d -експоненти на практиці зводиться до визначення середніх значень вимірюваних величин v_m , G і n

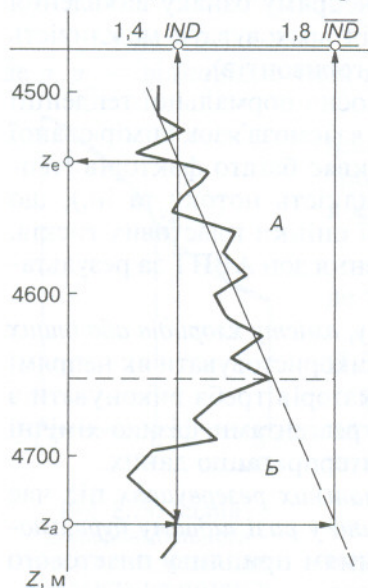


Рис. 8.30. Графік зміни d -експоненти з глибиною:
 А — зона нормальних порових тисків; Б — зона підвищених порових тисків;
 z_e — еквівалентна глибина;
 z_a — глибина прогнозування

через певні інтервали буріння літологічно однорідних порід, обчислення за формулою (8.72) d -експоненти та побудови її залежності від глибини. Звичайно d -експоненту визначають через 1—3 м проходки, а спостереження за її зміною починають із зони нормальних порових (пластових) тисків.

Під час буріння в зонах АВПТ виникає необхідність обважнення бурового розчину. Для врахування впливу густини бурового розчину в 1971 р. В. Rehm та R. Mc. Clendon було запропоновано модифіковану d_s -експоненту у вигляді

$$d_s = d \frac{\text{grad } p_n^H}{\rho_p g}, \quad (8.73)$$

де $\text{grad } p_n^H$ — градієнт нормального порового тиску;

ρ_p — густина бурового розчину;

g — прискорення сили тяжіння.

У більш загальному випадку в знаменнику (8.73) використовують не градієнт гідростатичного тиску в свердловині, а градієнт гідродинамічного тиску, який визначають з урахуванням гідралічних втрат Δp у затрубному просторі через еквівалентну ρ_e густину бурового розчину:

$$\rho_e = \rho_p + \Delta p / g z.$$

Використання модифікованої d_s -експоненти дає змогу ефективніше виділяти перехідну зону в умовах, коли змінюється густина бурового розчину.

У табл. 8.17 наведені індикатори тиску, що ґрунтуються на механічній швидкості проходки, тобто модифікації d -експоненти та нормалізації рівнянь буримості. Метод сигма-каротаж нормалізує механічну швидкість проходки як за параметрами режиму буріння, так і за часом вирівнювання тиску у свердловині та зоні руйнування, диференціальним тиском (відповідно коефіцієнти n і f), а також ущільненням гірських порід як функції глибини. Характер зміни цих індикаторів тиску в зонах з нормальними і підвищеними поровими тисками аналогічний поведінці d -експоненти.

Таблиця 8.17

Індикатори тиску на основі механічної швидкості проходки

Індикатор тиску	Автор	Розрахункова залежність	Базова залежність
d_p -Експонента	Б.Л.Александров	$d_p = \frac{\ln\{10^5 v_m / [n(\text{grad } p_r - \text{grad } p_n^H)z]\}}{\ln(0,673 G/D)}$	Рівняння M.G Bingham
a -Експонента	В.Д. Шевцов	$a = \frac{\ln(v_m/n)}{\ln(10G/\rho g D^2)}$	Теорема подібності
b -Експонента	В.І. Смирнов, А.М. Киреев	$b = \frac{\ln(v_m \rho^z/a)}{\ln[n^x(G/D)^y]}$, де a — коефіцієнт, залежний від типу і стану озброєння долота; x, y, z — емпіричні коефіцієнти у базовому рівнянні В.С. Федорова; ρ — густина бурового розчину	Рівняння В.С. Федорова
σ -Каротаж	P. Belloti, R.E. Gerard	$\sigma_t = \frac{(0,102 G)^{0,5} n^{0,25}}{39,37 D v_m^{0,25}} + 0,028(7 - 0,01z);$ $\sigma_0 = f \sigma_t; \quad f = 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + n^2 \Delta p^2}}{n \Delta p};$ $n = \begin{cases} 3,25 / (640 \sigma_t) & \text{при } \sigma_t \leq 1, \\ 4 - \frac{0,75}{\sigma_t} & \text{при } \sigma_t > 1, \end{cases}$ $\Delta p = (p_b - z \text{ grad } p_n^H) / 10^7$	Емпірична залежність для оцінки буримості порід

Індикатор тиску	Автор	Розрахункова залежність	Базова залежність
Модель буримості	G.D. Combs	$v_m = 0,305 v_0 \left(\frac{2,54 \cdot 10^{-2} G}{15,9 D} \right)^{a_G} \left(\frac{n}{200} \right)^{a_n} \left(\frac{25,4 Q}{3 d_n D} \right)^{a_Q} f(\Delta p) \varepsilon(t),$ де $f(\Delta p)$, $\varepsilon(t)$ — функції перепаду тиску і зношування долота; $d_n = 32 d/0,0254$ — середній діаметр насадки долота, віднесений до 1/32 дюйма; Q — продуктивність бурових насосів; v_0 — механічна швидкість проходки нового долота за таких умов: $\Delta p = 0$; $G = 15,9$ кН; $n = 200$ об/хв; $Q = 3 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}$; a_G, a_n, a_Q — емпіричні коефіцієнти	Емпірична залежність
Нормалізована механічна швидкість проходки (NDR)	C.M. Prentice	$v_{m(n)} = v_m \frac{G_n - M}{G - M} \frac{n_n^\lambda}{n^\lambda} \frac{Q_n}{Q} \frac{\Delta p_{d(n)}}{\Delta p_d},$ де Δp_d — перепад тиску на долоті; M, λ — параметри; G_n, n_n, Q_n, $\Delta p_{d(n)}$ — стандартні параметри для певного долота; $v_{m(n)}$ — нормалізована механічна швидкість проходки	Те саме
Модель буріння N_x	Компанія «Exylog» (США)	$v_m = \alpha \left(\frac{n}{100} \right)^\beta \left(\frac{G}{\beta} \right)^{N_x \rho_1 / \rho_2},$ де α, β — постійні; ρ_1, ρ_2 — відповідно початкова і поточна густина бурового розчину	Залежність між d -експонентою і диференціальним тиском (B. Rehm і R. Mc. Clendon) та модель зношування долота (A.T. Bourgoyne і F.S. Young)
Логарифм нормалізованої швидкості проходки (LNDP)	Фірма «Baroid» (США)	$LNDP = \ln \left[\frac{0,144 v_m \exp(1,1 h)}{(G/D) n^{0,6} p_s^{0,15}} \right],$ де h — коефіцієнт зношування зуба долота ($h = 0 \dots 1$); p_s — тиск, створений струменем рідини на вибій під час витікання із насадок долота	Модель буримості (G.D. Combs), модель зношування долота (A.T. Bourgoyne і F.S. Young)
Швидкість відносного зношування озброєння долота	Г.Н. Семенцов	$k_{вс} = \frac{k_e p_n \rho_{ш} (M_d / v_m)}{G T M_p \rho Q H V (\Delta h / \Delta n)},$ де p_n, $\rho_{ш}$, G, T, M_p, ρ, Q, H, V, $\Delta h / \Delta n$ — відповідно тиск бурового розчину на викиді, питомий електричний опір шламу, вміст газу в розчині, температура розчину, момент на роторі, густина бурого розчину на виході зі свердловини, розхід розчину на виході зі свердловини, рівень і об'єм рідини в резервуарі, збільшення проходки за один оберт долота; M_d — момент на долоті; k_e — швидкість відносного зношування озброєння	Комплексне врахування параметрів режиму буріння і пласта на зношування озброєння долота

П р и м і т к а . Одиниці вимірювання величин, не описаних у таблиці або вище за текстом, відповідають системі SI.

Залежність *пористості гірських порід* від геостатичного і пластового тиску можна представити у вигляді

$$m = m^0 \exp[-\beta(p_r - p_n)], \quad (8.74)$$

де m^0 — пористість при $p_r = p_n$;

β — коефіцієнт необоротного ущільнення глин.

Із рівняння (8.74) випливає, що в зоні з нормальними поровими тисками пористість експоненціально зменшується з глибиною, а в зоні з підвищеними тисками пористість збільшується. Оскільки *густина гірської породи* обернено пропорційно залежить від її пористості, цей параметр ефективно використовують як індикатор тиску.

Проби шламу відбирають на віброситі приблизно через 5—10 м проходки з прив'язкою до глибини свердловини. Час t_v виносу заданої фракції шламу з конкретної глибини z для вертикальної свердловини оцінюють за формулою

$$t_v = \sum_i \Delta z_i / (Q / f_{зпi} - v_0),$$

де $\Delta z_i, f_{зпi}$ — відповідно довжини однорозмірних затрубних просторів і площі їх поперечних перерізів для глибини z ;

v_0 — швидкість осідання твердих частинок у потоці рідини.

Відібраний шлам промивають проточною водою від бурового розчину, промокають фільтрувальним папером і висушують, щоби поверхня частинок шламу отримала матовий відтінок. Для одержання представницьких вимірювань із проби шламу відбирають частинки заданої фракції (звичайно 5—10 мм) і літологічного складу. Густину частинок визначають з допомогою приладу типу ПШ-2М конструкції ВНДІБТ або пікнометричним способом. Для експрес-оцінок густини можна використовувати спеціальні індикаторні рідини з різною густиною. Результат вимірювань густини шламу подають у вигляді графічних залежностей з глибиною.

Залежність (8.74) покладено в основу промислово-геофізичних методів прогнозування. Разом із пористістю можна використовувати довільний геофізичний або петрофізичний параметр, який відображує зміну пористості з глибиною (питомий електричний опір, інтервальный час поширення акустичних хвиль тощо).

Оперативне виділення перехідної зони за результатами спостережень індикаторів IND тиску з глибиною зводиться до нанесення даних на графік і виявлення глибини z_n , починаючи із якої спостерігається характерне відхилення (наприклад, у бік зменшення) індикаторів від лінії їх нормальної зміни (див. рис. 8.30).

Для побудови лінії нормальної зміни індикатора тиску з глибиною (тренда) осереднені з інтервалом проходки 1—3 м результати спостережень, які одержані під час розбурювання глинистих порід, наносять на графік у напівлогарифмічному (IND — в логарифмічному, z — у лінійному) або лінійному масштабах. Для напівлогарифмічного масштабу допускається експоненціальна залежність вигляду $IND = a_0 \exp(a_1 z)$, а для лінійного — $IND = a_0 + a_1 z$. З допомогою експоненціальної залежності рекомендують виконувати обробку даних для d -експоненти та її модифікацій, питомого електричного опору шламу, а з допомогою лінійної залежності — сигма-каротажу, густини порід, у деяких випадках також d -експоненти та її модифікації. Вибір масштабу, зрозуміло, не впливає на виділення перехідної зони, а визначає метод кількісної оцінки порових тисків у перехідній зоні.

На практиці перехідну зону виділяють, як правило, з допомогою інтуїтивних прийомів. Використання цих прийомів у разі апостеріорної (тобто за повною вибіркою спостережень) обробки даних приводить до задовільних результатів (див. рис. 8.30). У процесі обробки даних спостережень у реальному масштабі часу (тобто в міру їх надходження) можливі труднощі у виділенні перехідної зони.

У загальному випадку задача виділення перехідної зони зводиться до визначення глибини z_n , на якій відбувається зміна параметрів моделі $IND(z)$:

$$a = \begin{cases} a_n & \text{при } z \leq z_n, \\ a_p & \text{при } z > z_n, \end{cases} \quad (8.75)$$

де a_n, a_p — вектори параметрів регресійної моделі $IND(z)$ відповідно у зонах з нормальними та підвищеними тисками.

Адаптивний алгоритм послідовного виявлення властивостей системи відповідно до умови (8.75) під час спостереження одного індикатора тиску запропонував М.А. Мислюк.

Схема реалізації цього алгоритму охоплює такі процедури.

1. У зоні з нормальними поровими тисками формують початкову вибірку спостережень $\{z_i, IND_i\}$, $i = \overline{1, N_0}$ та будують рівняння регресії $IND(z)$.

2. З надходженням наступної пари спостережень z_j та IND_j порівнюють величини IND_j та $IND(z_j)$. Якщо $IND_j \geq IND(z_j)$, то після перевірки IND_j на випадковість величини IND_j та z_j використовують для уточнення параметрів рівняння регресії $IND(z)$.

3. Якщо $IND_j < \overline{IND}(z_j)$, то наступну пару спостережень IND_{j+1} та z_{j+1} перевіряють без перегляду параметрів рівняння регресії. Рішення про початок перехідної зони приймають у разі N_k -кратного повторення умови цього пункту.

4. У разі невиконання останньої умови за кроком 3 рішення про початок перехідної зони не приймають і спостереження з цієї гілки алгоритму використовують для уточнення параметрів рівняння регресії $IND(z)$.

Умови порівняння за кроками 2 і 3 прийняті для таких індикаторів тиску, характерне зменшення яких від нормальної тенденції їх зміни свідчить про наявність перехідної зони (d -експонента, d_s -експонента, густина глинистих порід та ін.). Порогові значення N_0 та N_k задають апріорно, залежно від очікуваних товщин зони нормального порового тиску і перехідної зони.

Наприклад, величину N_k можна оцінити на основі інформації про апріорні функції щільності глибин покрівлі $\varphi_n(z, z_n, \sigma_n^2)$ і підшви $\varphi_k(z, z_k, \sigma_k^2)$ перехідної зони:

$$\begin{cases} N_k = \min(z_i^* - z_n) / \Delta z, \quad i = \overline{1, 2}; \\ \varphi_n(z_1^*, z_n, \sigma_n^2) = \varphi_k(z_1^*, z_k, \sigma_k^2) \Rightarrow z_1^* \in [z_n, z_k]; \\ \int_{-\infty}^{z_2^*} \varphi_n(z, z_n, \sigma_n^2) dz = 1 - \alpha \Rightarrow z_2^*, \end{cases} \quad (8.76)$$

де $z_n, \sigma_n^2, z_k, \sigma_k^2$ — апріорні оцінки математичного сподівання і дисперсії відповідних глибин;

Δz — крок спостережень з глибиною;

$(1-\alpha)$ — ймовірність надійності події $z_n \leq z_2^*$.

Величину порогу N_k згідно з системою (8.76) вибирають як найменше із значень, одержаних із умов рівності щільності розподілу ймовірностей глибин z_n та z_k (друге рівняння) і заданої ймовірності надійності $1-\alpha$ події $z_n \leq z_2^*$ (третє рівняння). При цьому ймовірність помилкової діагностики становить не більше $\max\{\alpha, \varphi_n(z_1^*, z_n, \sigma_n^2)\}$.

Аналогічно можна побудувати оцінку порогу N_0 . У цьому випадку використовують апріорну інформацію про межі зони з нормальними поровими тисками.

Якщо прогноз зони АВПТ здійснюють за результатами спостережень кількох незалежних індикаторів тиску **IND**, то для виділення перехідної зони можна використати алгоритми розрахунку кумулятивних сум або апостеріорної ймовірності її розкриття.

Відповідно до алгоритму кумулятивних сум прийняття рішення щодо виділення перехідної зони на глибині z_n здійснюють за правилом

$$\begin{cases} z_n = \inf_i \{z_i : g_{z_i} \geq h\}; \\ g_{z_i} = (g_{z_{i-1}} + (\mathbf{IND} - \overline{\mathbf{IND}})^T C^{-1} \mathbf{b})^+, \quad g_{z_0} = 0, \end{cases} \quad (8.77)$$

де g_{z_i} — значення лічильника кумулятивної суми на глибині z_i ;

h — порогове значення лічильника, на основі якого приймається рішення;

$(x)^+ = \max(0, x)$ — оновлювальна з нуля послідовність оцінки формального параметра x ;

IND — вектор спостережень індикаторів тиску на глибині z_i ;

$\overline{IND}$ — вектор розрахункових значень індикаторів тиску за моделями для зони з нормальними пластовими тисками;

C — матриця коваріацій випадкової компоненти за спостереженнями індикаторів у зоні з нормальними пластовими тисками (для незалежних індикаторів матриця C — діагональна);

b — одиничний вектор, знаки елементів якого визначають напрямки стрибків значень відповідних індикаторів тиску в перехідній зоні (-1 — значення індикатора зменшується, $+1$ — збільшується).

Для оцінки порогового значення лічильника може бути використана адаптивна схема

$$h \geq \sqrt{\Delta g_{zi}^2} \frac{(z^* - z_n)}{\Delta z},$$

де $\overline{\Delta g_{zi}^2}$ — оцінка середнього значення квадрата приросту лічильника;

$z^* = \min(z_1^*, z_2^*)$ (див. систему рівнянь (8.76)).

Процедура обробки результатів спостережень із допомогою алгоритму кумулятивних сум зводиться до формування в зоні з нормальними пластовими тисками початкової вибірки спостережень, на основі якої оцінюють параметри моделей $\overline{IND}$ та порогове значення лічильника, обчислення кумулятивної суми (8.77) і перевірки правила прийняття рішення. Уточнюють параметри моделей і значення порогу h після занулення лічильника g_{zi} .

Апостеріорна ймовірність розкриття перехідної зони $P(H:E)$ за умови, що індикаторами тиску поданий сигнал про її початок розраховують з допомогою теореми Байєса

$$P(H:E) = \frac{P(H) P(E:H)}{P(E:H) P(H) + P(E:\bar{H}) P(\bar{H})}, \quad (8.78)$$

де $P(H)$ — апіорна ймовірність розкриття перехідної зони;

$P(\bar{H}) = 1 - P(H)$ — апіорна ймовірність знаходження в зоні з нормальними пластовими тисками;

$P(E:H)$, $P(E:\bar{H})$ — емпіричні ймовірності належності значень індикаторів тисків параметричним просторам a_n та $a_{\bar{n}}$ (див. умову (8.75)).

Аналіз апостеріорної ймовірності (8.78) розкриття перехідної зони здійснюють приблизно за такою схемою, як і в алгоритмі кумулятивних сум. За початковою вибіркою спостережень у зоні з нормальними пластовими тисками оцінюють параметри моделей $\overline{IND}_j$ та дисперсії σ_j^2 їх випадкових компонент. Розраховують апіорні та емпіричні ймовірності

$$P(H) = \int_{-\infty}^{z_j} \varphi_n(z, z_n, \sigma_n^2) dz;$$

$$P(E:H) = \prod_j \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_j} \int_{\overline{IND}_j}^{+\infty} \exp \left\{ -\frac{[y - \overline{IND}_j(z_i)]^2}{2\sigma_j^2} \right\} dy,$$

а також $P(\bar{H})$ і $P(E:\bar{H})$.

Формула для $P(E:H)$ записана для індикаторів тиску, зменшення яких відносно нормальної тенденції свідчить про наявність перехідної зони. Рішення про розкриття перехідної зони приймають із заданою надійністю $[P]$, тобто у разі виконання умови $P(H:E) \geq [P]$.

На рис. 8.31 показані результати обробки даних спостережень за зміною d -експоненти і густини глинистих порід. Виділення перехідної зони з допомогою алгоритму кумулятивних сум здійснювали за d -експонентою, а на основі аналізу апостеріорної ймовірності — за густиною глинистих порід і d -експонентою одночасно.

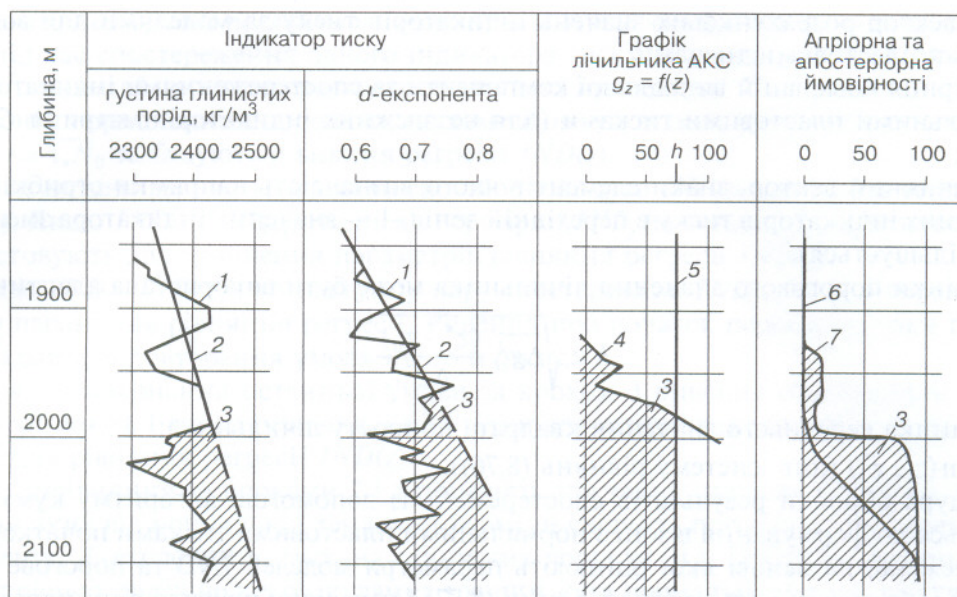


Рис. 8.31. Виділення перехідної зони в реальному масштабі часу в процесі буріння св. 22-Мурманська: 1 — фактичні значення індикаторів тиску; 2 — трендові залежності для зони з нормальними поровими тисками; 3 — перехідна зона; 4 — графік зміни лічильника; 5 — порогове значення лічильника; 6, 7 — апіорна і апостеріорна ймовірності розкриття перехідної зони

Результати аналізу ефективності роботи алгоритмів виділення перехідної зони (табл. 8.18) свідчать про можливість їх практичного застосування. Рішення про виділення перехідної зони приймалось через 2—6 кроків спостережень (вихідні дані осереднювали із кроком $\Delta z = 10$ м).

Таблиця 8.18

Результати виділення перехідної зони

Свердловина	Апіорна інформація щодо зони АВПТ				Алгоритм кумулятивних сум			Теорема Байєса	
	z_n , м	σ_n , м	z_k , м	σ_k , м	z_n , м	кількість точок	величина порогу h	z_n , м	кількість точок
22-Мурманська	1900	45	2100	45	1980	3	76	2010	2
63-Степова	4000	35	4700	35	4310	3	41	4300	2
493-Можарівська	4700	40	4900	40	4750	4	129	4750	3
15-Котелевська	4700	38	4900	40	4810	3	43	4820	2
44-Котелевська	4700	42	4900	42	4900	3	34	4870	2
12-Східнополтавська	3900	38	4200	35	3920	5	183	3910	3
98-Бованенківська	1970	32	2100	24	2020	4	47	2020	2
47-Харасавейська	2190	34	2230	26	2210	3	96	2210	2
43-Крузенштернська	2570	24	2730	20	2490	6	277	2500	4
3-Рожнятів	4000	42	4200	42	3640	6	567	3640	4
11-Руденківська	3600	45	4300	45	3920	3	54	3920	2
80-Брагуни	2790	45	3200	45	2790	3	174	2800	3

Для кількісної оцінки порових тисків на основі спостережень за зміною індикаторів тиску запропоновано багато методів. Загальним у цих методах є принцип зіставлення тенденції зміни індикатора тиску в зонах з нормальними і підвищеними поровими тисками.

Найбільш розповсюджені методи оцінки порових тисків у перехідній зоні — методи еквівалентних глибин, В. Eaton, сигма-каротажу і нормалізованої швидкості проходки.

Основою методу еквівалентних глибин є припущення про те, що деякій глибині z_a у перехідній зоні (глибина прогнозування) відповідає така глибина z_e (еквівалентна глибина) в зоні з нормальними поровими тисками, на якій ефективні напруження σ_e у скелеті гірських порід рівні між собою для даних глибин

$$\sigma_e(z_a) = p_r(z_a) - p_n(z_a);$$

$$\sigma_e(z_e) = p_r(z_e) - p_n(z_e);$$

$$p_r(z_a) - p_n(z_a) = p_r(z_e) - p_n(z_e),$$

де $p_r(z)$, $p_n(z)$ — відповідно геостатичний і поровий тиск на глибині z .

З останнього рівняння випливає формула для прогнозу градієнта пластового тиску

$$\text{grad } p_n(z_a) = \text{grad } p_r(z_a) - [\text{grad } p_r(z_e) - \text{grad } p_n(z_e)] \frac{z_e}{z_a}. \quad (8.79)$$

Схему визначення еквівалентної глибини наведено на рис. 8.30.

М. Zamora запропонував для d -експоненти або її модифікації оцінювати градієнт пластового тиску за формулою

$$\text{grad } p_n(z_a) = \frac{\overline{IND}}{IND} \text{grad } p_n(z_e), \quad (8.80)$$

де $\overline{IND}$, IND — відповідно екстрапольоване за трендом нормальної зміни і фактичне значення індикаторів тиску на глибині прогнозування (див. рис. 8.30).

Застосування методу М. Zamora передбачає побудову тренда в напівлогарифмічних координатах (логарифмічний — для індикатора тиску і лінійний — для глибини).

На основі аналізу промислового матеріалу В. Eaton запропонував модифікацію методу еквівалентних глибин у вигляді

$$\text{grad } p_n(z_a) = \text{grad } p_r(z_a) - [\text{grad } p_r(z_e) - \text{grad } p_n(z_e)] \left(\frac{IND}{\overline{IND}} \right)^c, \quad (8.81)$$

де c — емпіричний коефіцієнт, значення якого залежить від типу індикатора тиску (для густини і питомого опору глин, d -експоненти та її модифікацій $c = 1,2$; для інтервального часу поширення пружної хвилі $c = 3,0$).

У більш загальному випадку значення коефіцієнта c може бути скоректоване для конкретного району ведення бурових робіт у міру нагромадження промислового матеріалу.

За даними Б.Л. Александрова, методи В. Eaton, М. Zamora та еквівалентних глибин для прогнозування порових тисків з допомогою d -експоненти та її модифікацій дають задовільні результати, якщо перепади тиску в системі «свердловина — пласт» не більше 3,5 МПа, в діапазоні 4—5 МПа похибка прогнозів істотно збільшується, а у разі перепаду тиску 5—6 МПа і більше їх використання неможливе.

І.-Р. Mouchet та А. Mitchell проаналізували достовірність прогнозів порових тисків на основі даних буріння і результатів прямих вимірювань пластових тисків у трьох різних нафтогазоносних басейнах світу. Було встановлено, що метод еквівалентних глибин дає найкращі результати (похибка до 4,2%) за високих градієнтів порових тисків (понад $1,4 \cdot 10^4$ Па/м), а методи М. Zamora та В. Eaton дають задовільні результати для градієнта порового тиску менше $1,4 \cdot 10^4$ Па/м (похибка прогнозів становить 0,8 і 3,9—4,5%).

У методі сигма-каротаж прогноз порових тисків у перехідній зоні здійснюють за формулою

$$\text{grad } p_n = \left[p_b - \frac{2(1-F)10^5}{1-(1-F)^2 n} \right] / z_a;$$

$$F = \sqrt{\sigma_r} / \sqrt{\sigma_t},$$

де p_b — вибійний тиск на глибині z_a ;

$\sqrt{\sigma_r}$ — екстрапольований на глибину z_a за трендом нормальної зміни параметр $\sqrt{\sigma_0}$.

Формули для величин $\sqrt{\sigma_r}$, $\sqrt{\sigma_0}$ та n наведено в табл. 8.17.

Для методу *нормалізованої швидкості проходки* (табл. 8.17) припущено, що зміна механічної швидкості в зоні АВПТ зумовлена впливом диференціального тиску. Цей метод передбачає побудову лінії зміни індикатора тиску NDR у зоні з нормальними поровими тисками і розрахунок еталонної швидкості проходки $NDRR$ при $\Delta p = 0$.

На основі залежності $NDRR - NDR = f(\Delta p)$ при відомих $NDRR - NDR$ та p_b оцінюють поровий тиск.

Аналогічні підходи покладені в основу моделей буріння N_x та $LNDR$ (див. табл. 8.17).

В.І. Славін, В.В. Шевердяєв і Б.А. Матус уточнили оцінку порового тиску з допомогою d -експоненти шляхом виключення впливу на її величину ущільнення глинистих порід зі збільшенням глибини свердловини і одержанням залежності d -експоненти від диференціального тиску Δp безпосередньо в процесі буріння. Для цього рекомендують спочатку в зоні з нормальними поровими тисками виконати кілька рейсів з однаковими фіксованими перепадами тиску на пласт для одержання залежності $d = f(z)$ при $\Delta p = \text{idem}$. Потім, використовуючи результати спостережень d -експоненти з глибиною в зоні відомого порового тиску (за рахунок глибини і перепаду тиску), визначають для деякої умовної глибини z_y залежність $d = f(\Delta p)$ з урахуванням виключення впливу глибини з допомогою $d = f(z)$ (рис. 8.32).

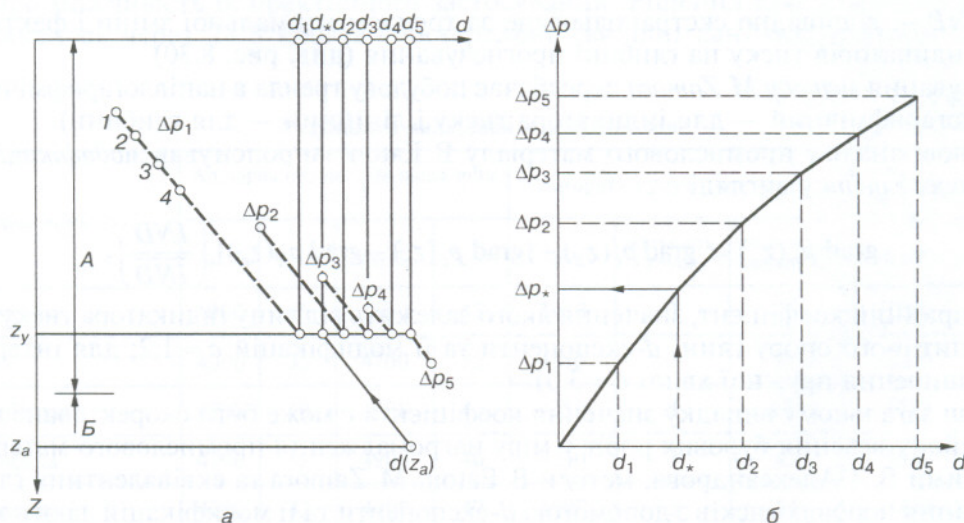


Рис. 8.32. Схема для прогнозування порових тисків з допомогою залежності $d = f(\Delta p)$:

a — залежність d -експоненти від глибини;

b — залежність d -експоненти від перепаду тиску;

1—4 — рейси долота з перепадом тиску Δp_1 для одержання залежності $d = f(\Delta p)$;

A, B — відповідні зони з відомими і невідомими поровими тисками

Поровий тиск на глибині z_a прогнозують з допомогою цих залежностей у такій послідовності (рис. 8.32). За значенням d -експоненти на глибині z_a знаходять з допомогою залежності $d = f(z)$ зведене її значення d_* до умовної глибини z_y , а потім з допомогою графіка $d = f(\Delta p)$ оцінюють величину Δp_* на глибині z_a . Поровий тиск на глибині z_a розраховують за формулою

$$p_n(z_a) = p_b - \Delta p_*.$$

Реалізація цього методу безпосередньо в процесі буріння свердловин становить особливий інтерес і дає змогу підвищити точність інтерпретації результатів спостережень за зміною d -експоненти.

8.3.4. МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОРОВИХ ТИСКІВ З ДОПОМОГОЮ СТАТИСТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ

Випадкова зміна індикаторів тиску з глибиною, емпіричний характер методів кількісної оцінки порових тисків і неточність допоміжної інформації створюють передумови необхідності побудови статистичних прогнозів порових тисків у зонах АВПТ. Це дає змогу послабити інформаційну невизначеність за рахунок імовірнісних оцінок можливих станів прогнозованої величини.

М.А. Мислюк сформулював методологію побудови статистичних прогнозів порових тисків у зв'язку з вибором раціональних технологічних рішень під час розбурювання зон АВПТ. М.А. Мислюк і О.В. Лужаниця розробили методи прогнозування порових тисків з допомогою моделей, які ґрунтуються на залежності індикатора тиску від глибини і диференціального тиску, принципи побудови статистичних характеристик прогнозу порового тиску та процедури синтезу прогнозів за різними методами.

Прогноз із допомогою d -експоненти. Індикатор d -експоненти у разі розбурювання літологічно однорідних порід та за інших рівних умов (тип долота, очистка вибою і т. ін.) у зоні нормального порового тиску збільшується з глибиною. За таких умов можна припустити існування функціональної залежності $d = d(z, \Delta p)$. Тоді очевидно, що існує обернена до неї функція $\Delta p = \Delta p(z, d)$, яку можна використати для прогнозування порових тисків у зоні АВПТ. Отже, задача прогнозування порових тисків зводиться до побудови з допомогою вибірки спостережень невідомого функціонального зв'язку $\hat{\Delta p}^v(z, d)$, $v \in \mathcal{Q}$ у деякому класі $\mathcal{Q}$ неперервних і диференційованих функцій.

Припустимо, що модель $\hat{\Delta p}^v(z, d)$ належить до класу $\mathcal{Q}$ адитивних моделей вигляду

$$\Delta p^v = \sum_{k,l,m} [\alpha_k^v \varphi_k(z) + \alpha_l^v \chi_l(d) + \alpha_m^v \psi_m(z, d)], \quad v \in \mathcal{Q}, \quad (8.82)$$

де α^v — вектор невідомих коефіцієнтів;

$\varphi_k, \chi_l, \psi_m$ — деякі базисні функції.

Клас моделей $\hat{\Delta p}^v(z, d)$ сформульовано цілеспрямованим перебором різних комбінацій базисних функцій вигляду $1, z, z^2, \ln z, d, d^2, \ln d$ та ін. У табл. 8.19 для прикладу наведений клас можливих моделей Δp^v для прогнозування порових тисків.

Таблиця 8.19

Клас $\mathcal{Q}$ моделей для прогнозування порових тисків з допомогою d -експоненти

Модель $\mathcal{Q}$	Клас моделей вигляду $d^v(z, \Delta p)$	Клас моделей вигляду $\Delta p^v(z, d)$
1	$d = k_1 z^{k_2} \exp(k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln z + \alpha_2 \ln d$
2	$d = k_1 \exp(k_2 \sqrt{z} + k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \sqrt{z} + \alpha_2 \ln d$
3	$d = k_1 \exp(k_2 z + k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 z + \alpha_2 \ln d$
4	$d = k_1 \exp(k_2 \sqrt{z} + k_3 z + k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \sqrt{z} + \alpha_2 z + \alpha_3 \ln d$
5	$d \exp(k_1 d) = k_2 z^{k_3} \exp(k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln z + \alpha_2 \ln d + \alpha_3 d$
6	$d \exp(k_1 d) = k_2 \exp(k_3 \sqrt{z} + k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \sqrt{z} + \alpha_2 \ln d + \alpha_3 d$
7	$d \exp(k_1 d) = k_2 \exp(k_3 z + k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 z + \alpha_2 \ln d + \alpha_3 d$
8	$d = k_1 + k_2 \Delta p / z$	$\Delta p = \alpha_0 z + \alpha_1 z d$
9	$d = k_1 + k_2 z + k_3 \Delta p / z$	$\Delta p = \alpha_0 z + \alpha_1 z^2 + \alpha_2 z d$
10	$d / z = k_1 + k_2 z + k_3 z^2 + k_4 \Delta p$	$\Delta p = \alpha_0 z + \alpha_1 z + \alpha_2 z^2 + \alpha_3 d / z$
11	$d = \sqrt{z} \ln(k_1 + k_2 z + k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \exp(d / \sqrt{z}) + \alpha_2 z$

Тоді алгоритм прогнозування порових тисків можна побудувати з використанням ідей методу групового врахування аргументів за такою схемою.

1. У зоні з відомими (нормальними) поровими тисками сформувати вибірку спостережень $\{z_i, \Delta p_i, d_i\}, i = \overline{1, N}$.

2. Розділити вихідну вибірку спостережень на навчальну об'ємом N_0 та перевіірочну об'ємом $N - N_0$ послідовності даних.

3. Сформувати клас моделей Θ .

4. За навчальною вибіркою спостережень оцінити параметри моделей

$$\frac{\partial}{\partial \alpha_j^v} \left[\sum_{i=1}^{N_0} [\Delta p^v(\alpha^v, z_i, d_i) - \Delta p_i]^2 \right] = 0 \Rightarrow \{\hat{\alpha}^v\}, \quad v \in \Theta,$$

де $\hat{\alpha}^v$ — оцінки вектора параметрів моделей.

5. Зіставити оцінки векторів $\hat{\alpha}^v$ з допустимою множиною A^v розв'язку задачі. Якщо для деякого підкласу $\Theta_1 \in \Theta$ $\hat{\alpha}^v \notin A^v$, то прийняти $S_v^2 \rightarrow \infty$ для $v \in \Theta_1$ (S_v^2 — оцінка дисперсії v -ї моделі).

6. Вибрати оптимальну $\hat{v}$ модель для прогнозу за умовою мінімуму дисперсії на перевіірочній вибірці спостережень

$$\min_v \left\{ S_v^2 = \frac{1}{N - N_0 - r_v} \sum_{i=N_0+1}^N [\Delta p_i - \Delta p^v(\hat{\alpha}^v, z_i, d_i)]^2, \quad v \in \Theta \setminus \Theta_1 \right\} \Rightarrow \{\Delta p^v(\hat{\alpha}^v, z, d), \quad v = \hat{v}\},$$

де r_v — розмірність вектора $\hat{\alpha}^v$.

7. Уточнити (за потреби) для всієї вибірки спостережень об'ємом N оцінки вектора $\hat{\alpha}^v$ і дисперсії S_v^2 для $v = \hat{v}$.

8. Побудувати матрицю коваріацій O похибок параметрів моделі $\hat{v}$ для прогнозу порових тисків оберненням інформаційної O^{-1} матриці Фішера

$$o_{jk}^{-1} = \frac{1}{S_{nv}^2} \sum_{i=1}^{N_0} \frac{\partial}{\partial \alpha_j^v} [\hat{\Delta p}^v(\hat{\alpha}^v, z_i, d_i)] \frac{\partial}{\partial \alpha_k^v} [\hat{\Delta p}^v(\hat{\alpha}^v, z_i, d_i)],$$

де o_{jk}^{-1} — елементи інформаційної матриці Фішера;

S_{nv}^2 — оцінка дисперсії за навчальною вибіркою спостережень.

9. Побудувати прогноз у зоні з невідомими поровими тисками за схемою

$$z_a \Rightarrow d_a = d_a(z_a) \Rightarrow \Delta p_a = \Delta p^v(\hat{\alpha}^v, z_a, d_a) \Rightarrow \text{grad } p_n(z_a) = (p_b - \Delta p_a) / z_a,$$

де p_b — вибійний тиск на глибині прогнозування z_a .

З останнього кроку алгоритму випливає, що схема допускає побудову випереджувальних прогнозів, тобто глибше фактичного вибою свердловини. В даному випадку замість z_a використовують екстрапольоване на глибину прогнозу z_a значення d -експоненти.

Прогноз із допомогою рівняння механічної швидкості проходки

$$v_m = k_6 (G/D)^x n^y \varepsilon(t) \quad (8.83)$$

побудовано на аналогічних методологічних принципах (тут k_6 — коефіцієнт буримості гірських порід; $\varepsilon(t)$ — функція зношення озброєння долота у процесі довбання, для долота, яке не затуплюється, $\varepsilon(t) = 1$). Вважається, що коефіцієнт буримості залежить від фізико-механічних властивостей гірських порід, глибини їхнього залягання, типу долота, якості очистки вибою, диференціального тиску та інших факторів. Припустимо, що під час розбурювання літологічно однорідних порід та за інших рівних умов (тип долота, очистка вибою тощо) коефіцієнт буримості описується рівнянням із класу мультиплікативних моделей

$$k_6 = k_0^v \prod_{k,l,m} \varphi_k^v(z) \chi_l^v(\Delta p) \psi_m^v(z, \Delta p), \quad v \in \Theta, \quad (8.84)$$

де $\varphi_k^v, \chi_l^v, \psi_m^v$ — деякі базисні функції, які допускають лінеаризацію рівняння (8.83).

З урахуванням рівняння (8.84) можна одержати явне аналітичне представлення вигляду $\Delta p = \Delta p^v(v_m, G/D, n, z, \dots)$.

Аналогічно вигляду (8.82) формулюється клас 9 моделей $\Delta p^v(\alpha^v, v_m, G/D, n, z, \dots)$ за рахунок можливих комбінацій базисних функцій в рівнянні (8.84). У табл. 8.20 як приклад наведений клас 9 можливих моделей для прогнозування порових тисків із допомогою рівняння (8.83). Тоді алгоритм побудови прогнозу порових тисків із використанням рівняння механічної швидкості проходки (8.83) зводиться до реалізації процедур, описаних для d -експоненти.

Таблиця 8.20

Клас 9 моделей для прогнозування порових тисків із допомогою рівняння механічної швидкості проходки

Модель v	Клас моделей для коефіцієнта буримості порід	Клас моделей 9	
		$v_m^v(G/D, n, z, \Delta p, t)$	$\Delta p^v(v_m, G/D, n, z, t)$
1	$k_6 = k_0 \exp(k_1 \Delta p + k_2 \sqrt{z})$	$v_m = k_0 \exp(k_1 \Delta p + k_2 \sqrt{z}) \times (G/D)^x n^y \varepsilon(t)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln v_m + \alpha_2 \ln(G/D) + \alpha_3 \ln n + \alpha_4 \ln \varepsilon(t) + \alpha_5 \sqrt{z}$
2	$k_6 = k_0 \exp(k_1 \Delta p + k_2 \sqrt{z})$	$v_m = k_0 \exp(k_1 \Delta p + k_2 \sqrt{z}) \times (G/D)^x n^y \varepsilon(t)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln v_m + \alpha_2 \ln(G/D) + \alpha_3 \ln n + \alpha_4 \ln \varepsilon(t) + \alpha_5 \sqrt{z}$
3	$k_6 = k_0 \exp(k_1 \Delta p + k_2 \sqrt{z} + k_3 z)$	$v_m = k_0 \exp(k_1 \Delta p + k_2 \sqrt{z} + k_3 z) \times (G/D)^x n^y \varepsilon(t)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln v_m + \alpha_2 \ln(G/D) + \alpha_3 \ln n + \alpha_4 \ln \varepsilon(t) + \alpha_5 \sqrt{z} + \alpha_6 z$
4	$k_6 = k_0 z^{k_1} \exp(k_2 \Delta p)$	$v_m = k_0 z^{k_1} \exp(k_2 \Delta p) \times (G/D)^x n^y \varepsilon(t)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln v_m + \alpha_2 \ln(G/D) + \alpha_3 \ln n + \alpha_4 \ln \varepsilon(t) + \alpha_5 \ln z$
5	$k_6 = k_0 \exp(k_1 \Delta p / z)$	$v_m = k_0 \exp(k_1 \Delta p / z) \times (G/D)^x n^y \varepsilon(t)$	$\Delta p = (\alpha_0 + \alpha_1 \ln v_m + \alpha_2 \ln(G/D) + \alpha_3 \ln n + \alpha_4 \ln \varepsilon(t) z)$

У табл. 8.21 наведено дані, які ілюструють ефективність прогнозів порових тисків із допомогою моделей (8.82), (8.83) та (8.84) порівняно з найбільш розповсюдженими методами для d -експоненти. Прогнозні значення порових тисків порівнювалися з результатами прямих вимірювань пластових тисків у продуктивних горизонтах нижче перехідної зони або з прогнозними значеннями цих тисків за даними геофізичних досліджень свердловин. Дані табл. 8.21 свідчать про зіставлювання точності прогнозу порових тисків з допомогою статистичних моделей та методів промислової геофізики. Похибка для методів на основі моделей (8.82), (8.83) та (8.84) не залежить від диференціального тиску.

Таблиця 8.21

Порівняльна оцінка достовірності методів прогнозування АВПТ

Свердловина	Інтервали			Похибка прогнозу				
	навчання	перевірки	прогнозу	метод еквівалентних глибин	метод М. Zamora	метод В. Eaton	модель $d(z, \Delta p)$	модель $v_m(z, \Delta p, G/D, \dots)$
22-Мурманська*	1565–1845	1845–1985	2575–2735	0,02/1,8**	0,21/22,0	0,24/21,0	0,01/0,8	0,02/1,8
98-Бованенківська*	2100–2600	2600–2850	2873–3160	0,18/11,0	0,09/5,5	0,23/14,0	0,01/0,3	—
42-Харасавейська*	1920–2300	2300–2600	2600–2900	0,41/23,2	0,6/34,3	0,48/27,2	0,04/2,3	—
47-Крузенштернська	2180–2300	2300–2500	2500–3000	0,16/8,6	0,17/9,4	0,22/12,3	0,03/1,1	—
44-Котелевська	5400–5550	5550–5680	5750–5920	0,2/14,0	0,06/4,2	0,12/8,4	0,02/0,8	0,01/0,7
15-Котелевська	4350–4860	4860–5100	5100–5300	0,2/14,0	0,12/8,4	0,14/9,7	0,016/1,4	0,03/1,8
12-Східнополтавська	4600–4900	4900–5000	5000–5500	0,12/7,4	0,3/18,5	0,23/14,3	0,019/1,1	0,021/1,2
11-Руденківська*	2400–2900	2900–3400	3400–3800	0,13/7,9	0,2/12,1	0,12/7,2	0,02/1,3	0,023/1,4
1-Західносагайдацька*	4350–4560	4560–4630	4630–4800	0,42/21,0	0,38/18,0	0,24/11,3	0,025/1,2	0,023/1,1
493-Можарівська	4400–4600	4600–4800	4800–5600	0,02/1,4	0,12/8,4	0,12/8,4	0,01/0,6	0,01/0,6
63-Степова	4700–4800	4800–4900	4900–5650	0,27/18,0	0,08/5,3	0,21/14,0	0,024/1,6	0,024/1,6
3-Рожнятівська*	3000–3320	3320–3650	3650–4500	0,17/11,5	0,23/15,5	0,06/4,1	0,02/1,4	0,02/1,4

* Обробку даних здійснювали за результатами прямих вимірювань пластового тиску.

** Перед кошою — абсолютна похибка ($\Delta \cdot 10^{-4}$, Па/м), наведена за модулем; за кошою — відносна похибка, %.

Практична реалізація методу прогнозування зон АВПТ з допомогою статистичних моделей індикатора тиску від глибини і диференціального тиску зв'язана з обробкою інформації в реальному масштабі часу на ЕОМ. Накопичення вихідної вибірки спостережень потрібно здійснювати в інтервалах, складених глинистими породами, із застосуванням доліт тих типорозмірів, які використовуватимуться під час розбурювання зони АВПТ.

Можливі класи 9 статистичних моделей вигляду $\Delta p = \Delta p^v(IND, z, \dots)$ (див. табл. 8.19 і 8.20) сформовані на основі аналізу літературних джерел і результатів обробки промислових даних. З нагромадженням достатнього промислового матеріалу ці класи можна скоректувати відповідно до конкретних умов буріння. Слід також зазначити, що адитивність і мультиплікативність моделей (8.82)–(8.84) наведено з позицій спрощення інтерпретаційних можливостей розглянутого підходу і достатності для побудови достовірних прогнозів. За потреби класи 9 моделей можна розширити шляхом включення більш складних залежностей, в тому числі й нелінійних.

Оцінку статистичних характеристик прогнозів порових тисків з допомогою тих чи інших методів у загальному випадку можна побудувати за результатами статистичного моделювання (див. розділ 8.2.5). Модель для прогнозу градієнта порового тиску може бути подана аналогічно вигляду (8.41):

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

де x — вектор точно відомих величин;

ζ — вектор статистично незалежних неточно відомих величин;

ξ — вектор статистично залежних неточно відомих величин.

Конкретний вигляд функції f визначають залежно від методу прогнозування (див., наприклад, формули (8.79)–(8.81)).

Для моделей прогнозу (8.82) або (8.83)–(8.84) до статистично залежних величин належить вектор параметрів α цих моделей, матрицю коваріацій O яких розраховують за кроком 8 алгоритму.

Ефективність і достовірність прогнозу порових тисків під час розбурювання зон АВПТ істотно підвищуються, якщо використовувати кілька незалежних методів прогнозування. При цьому виникає необхідність побудови комбінованої оцінки прогнозу порового тиску або синтез-прогнозу.

Формально **побудова синтез-прогнозу** охоплює послідовний розв'язок таких задач: встановлення області, всередині якої результати *сингулярних* (одиничних) *прогнозів* можна вважати несуперечними;

встановлення такого співвідношення між різними несуперечними сингулярними прогнозами, яке найбільшою мірою відображало б їх зв'язок із імовірним станом природи.

Першу задачу можна вирішити з допомогою експертних або статистичних методів (наприклад, перевірка сукупності статистичних гіпотез про рівність середніх). Якщо прогнозні оцінки істотно відрізняються між собою, несуперечність k' прогнозів із сукупності k можна встановити за правилом

$$\bigcup_{j=1}^{k'} \left\{ \overline{\text{grad } p_{nj}} \pm \frac{\sigma_j}{\sqrt{n_j}} t_{n_j-1; \alpha/2} \right\} \in K, \quad (8.85)$$

де $\overline{\text{grad } p_{nj}}$ та σ_j^2 — оцінки відповідно середнього і дисперсії j -го прогнозу за вибіркою об'ємом n_j ;

$t_{n_j-1; \alpha/2}$ — квантиль розподілу Стюдента із n_j-1 ступенями вільностей та $\alpha/2$ рівнем значущості;

K — множина потужності континуума.

Суть цього правила полягає в тому, що об'єднання інтервалів надійності k' несуперечних прогнозів утворюють єдиний неперервний відрізок.

Для розв'язку другої задачі використовують процедури синтезу, які ґрунтуються на відповідних принципах оптимальності:

мінімум дисперсії σ_*^2 результуючої оцінки прогнозу;

максимум апостеріорної функції щільності розподілу ймовірностей.

Якщо використовувати процедуру синтезу у вигляді лінійної комбінації несуперечних статистично незалежних прогнозів, то з умови мінімуму дисперсії результуючого синтез-прогнозу $\overline{\text{grad}} p_n^*$ можна одержати такі оцінки:

$$\begin{aligned}\overline{\text{grad}} p_n^* &= \sigma_*^2 \sum_{j=1}^{k'} \frac{\overline{\text{grad}} p_{nj}}{\sigma_j^2}; \\ \sigma_*^2 &= \left(\sum_{j=1}^{k'} 1/\sigma_j^2 \right)^{-1}.\end{aligned}\tag{8.86}$$

Для статистично залежних прогнозів з матрицею коваріацій C оцінки синтез-прогнозу визначають за формулами

$$\begin{aligned}\overline{\text{grad}} p_n^* &= \sigma_*^2 \sum_{j=1}^{k'} \overline{\text{grad}} p_{nj} \sum_{i=1}^{k'} c_{ij}^{-1}; \\ \sigma_*^2 &= \left(\sum_{j=1}^{k'} \sum_{i=1}^{k'} c_{ij}^{-1} \right)^{-1},\end{aligned}\tag{8.87}$$

де c_{ij}^{-1} — елементи матриці, оберненої до C .

Формули (8.87) є більш загальними за оцінки (8.86).

Для побудови прогнозу градієнта пластового (порового) тиску в окремих випадках доцільно враховувати апіорну статистичну інформацію, яка формується, наприклад, за результатами буріння попередніх свердловин на певній чи аналогічних площах або на основі регіональних геофізичних методів. У цьому разі процедуру синтезу k' прогнозів, що включають $k'-1$ несуперечних і апіорний прогнози з матрицею коваріацій C , можна побудувати із умови максимуму апостеріорної функції щільності розподілу ймовірностей

$$\begin{aligned}\overline{\text{grad}} p_n^* &= \left(\sum_{j=1}^{k'} \overline{\text{grad}} p_{nj} \sum_{j=1}^{k'} c_{ji}^{-1} \right) / \sum_{j=1}^{k'} \sum_{i=1}^{k'} c_{ji}^{-1}; \\ \sigma_*^2 &= \frac{\sum_{j=1}^{k'} (\overline{\text{grad}} p_{nj} - \overline{\text{grad}} p_n^*)^2}{\sum_{j=1}^{k'} \sum_{i=1}^{k'} \overline{\text{grad}} p_{nj} c_{ji}^{-1} \overline{\text{grad}} p_{ni} - (\overline{\text{grad}} p_n^*)^2 \sum_{j=1}^{k'} \sum_{i=1}^{k'} c_{ji}^{-1}}.\end{aligned}\tag{8.88}$$

Приклад 8.11. З метою ілюстрації описаних методів прогнозування порових тисків розглянемо обробку промислових даних. В інтервалі з нормальними поровими тисками 1500—1990 м (градієнт порового тиску $1,04 \cdot 10^4$ Па/м) під час розбурювання глинистих порід долотом діаметром 215,9 мм було одержано вибірку спостережень зміни механічної швидкості проходки, навантаження на долото, частоти обертання ротора з кроком дискретизації 10 м. На основі результатів вимірювань густини бурового розчину і продуктивності бурових насосів було розраховано диференціальний тиск на кожному кроці дискретизації. Вихідна вибірка обсягом $N = 43$ була розділена на навчальну і перевірочну послідовності даних відповідно до обсягів $N_0 = 30$ та $N - N_0 = 13$.

Вихідні дані, а також результати навчання і перевірки моделей (розрахункові значення диференціального тиску для оптимальних моделей) наведені в табл. 8.22, оцінки параметрів і дисперсій похибок деяких моделей — в табл. 8.23. Класи моделей для прогнозу сформовано згідно з даними табл. 8.19 і 8.20, номери моделей у табл. 8.23 — відповідно до класів моделей. У табл. 8.24 подано результати прогнозу порових тисків у перехідній зоні з допомогою оптимальних статистичних моделей: для d -експоненти $\hat{v} = 1$; у рівнянні механічної швидкості проходки $\hat{v} = 4$.

Вихідні дані і результати розрахунку диференціального тиску в зоні з відомими поровими тисками

Вихідні дані						Розрахункові значення Δp , МПа	
z , м	v_m , м/год	G/D , кН/м	n , об/хв	d -експонента	Δp , МПа	модель $d(z, \Delta p)$	модель $v_m(z, \Delta p, \dots)$
1565	8,96	648	130	1,147	2,62	2,61	2,63
1585	7,69	555	130	1,143	2,66	2,69	2,70
1605	6,52	555	130	1,167	2,69	2,75	2,75
1625	6,38	833	130	1,241	2,72	2,77	2,75
1645	7,06	741	130	1,205	2,76	2,88	2,85
1665	4,76	555	82	1,146	3,14	3,00	3,02
1685	8,70	694	110	1,138	3,18	3,08	3,06
1705	17,65	602	113	1,018	3,22	3,26	3,73
1725	12,00	787	106	1,106	3,25	3,25	3,21
1745	15,38	833	70	1,017	3,47	3,40	3,39
1765	13,32	1088	45	1,013	3,51	3,48	3,49
1785	7,14	973	45	1,091	3,55	3,48	3,50
1805	10,02	834	46	1,018	3,59	3,61	3,62
1825	7,08	787	42	1,047	3,63	3,66	3,67
1845	12,00	833	42	0,977	3,67	3,79	3,78
1865	10,34	880	44	1,015	3,71	3,82	3,81
1885	7,00	787	48	1,069	3,75	3,84	3,82
1905	10,27	704	45	0,986	3,79	3,98	3,95
1925	3,33	787	42	1,159	3,83	3,90	3,88
1945	5,00	463	60	1,068	3,87	4,04	3,99
1965	4,44	880	54	1,173	3,91	4,02	3,95
1985	6,42	926	82	1,190	3,95	4,07	3,95

Таблиця 8.23

Оцінки векторів параметрів та дисперсії похибок моделей

Модель	Індекс моделі v	Оцінка вектора параметрів $\hat{\alpha}^v$					S_v^2 , МПа ²
		$\hat{\alpha}_0^v$	$\hat{\alpha}_1^v$	$\hat{\alpha}_2^v$	$\hat{\alpha}_3^v$	$\hat{\alpha}_4^v$	
$d(z, \Delta p)$	1	-43,398	6,272	-0,932	—	—	0,029
	2	-9,288	0,304	-0,927	—	—	0,036
	4	-73,698	3,438	-0,038	-1,092	—	0,033
$v_m(z, \Delta p, G/D, \dots)$	1	-6,142	0,121	-0,158	-0,221	0,268	0,042
	4	-36,202	0,119	-0,163	-0,224	5,535	0,029

Вихідні дані і результати прогнозу порових тисків з допомогою статистичних моделей в перехідній зоні

Вихідні дані						Розрахункові значення p_n , МПа	
z , м	v_m , м/год	G/D , кН/м	n , об/хв	d -експонента	p_n , МПа	модель $d(z, \Delta p)$	модель $v_m(z, \Delta p, \dots)$
2575	1,02	741	125	1,483	34,54	29,05	29,43
2585	1,98	765	110	1,373	34,68	29,09	29,44
2595	1,98	741	120	1,379	34,81	29,20	29,57
2605	1,92	741	102	1,360	34,94	29,29	29,64
2615	2,58	602	88	1,257	34,81	29,07	29,38
2625	2,58	602	100	1,275	35,21	29,46	29,80
2635	2,16	764	70	1,293	35,07	29,31	29,62
2645	2,58	880	76	1,307	35,21	29,43	29,76
2655	2,88	741	76	1,257	35,34	29,50	29,82
2665	2,82	741	65	1,237	35,47	29,59	29,90
2675	2,64	880	65	1,280	35,60	29,73	30,05
2685	2,04	787	65	1,297	36,23	30,35	30,67
2695	2,16	787	65	1,288	36,43	30,52	30,84
2705	2,04	833	67	1,312	36,57	30,65	30,98
2715	4,08	889	84	1,255	36,42	30,44	30,79
2725	3,24	880	87	1,293	36,27	30,29	30,65
2735	2,70	741	75	1,265	36,40	30,38	30,72

Розглянемо особливості побудови синтез-прогнозу на глибині $z_a = 2100$ м.

На основі статистичного моделювання за вибіркою обсягом $n = 60$ одержано оцінки середніх для d -експоненти $\text{grad} p_{n1} = 1,13 \cdot 10^4$ Па/м і рівняння механічної швидкості проходки $\text{grad} p_{n2} = 1,15 \cdot 10^4$ Па/м. Матрицю коваріацій C статистично залежних прогнозів побудовано за результатами моделювання

$$c_{ij} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (\text{grad} p_{nik} - \overline{\text{grad} p_{ni}}) (\text{grad} p_{nj k} - \overline{\text{grad} p_{nj}}), \quad i, j = \overline{1, 2},$$

де $\text{grad} p_{nik}$, $\overline{\text{grad} p_{nj k}}$ — результати k -го моделювання при побудові i -го та j -го прогнозів.

Одержано матрицю коваріацій

$$C = \begin{pmatrix} 5,13 \cdot 10^5 & 2,94 \cdot 10^5 \\ 2,94 \cdot 10^5 & 5,84 \cdot 10^5 \end{pmatrix}$$

та обернену до неї матрицю

$$C^{-1} = \begin{pmatrix} 2,74 \cdot 10^{-6} & -1,379 \cdot 10^{-6} \\ -1,379 \cdot 10^{-6} & 2,407 \cdot 10^{-6} \end{pmatrix}.$$

Статистичні характеристики синтез-прогнозу за формулою (8.87): $\text{grad} p_n^* = 1,14 \cdot 10^4$ Па/м; $\sigma^2 = 4,18 \cdot 10^5$ (Па/м)².

Нехай апіорна інформація задана характеристиками $\overline{\text{grad} p_{n3}} = 1,24 \cdot 10^4$ Па/м та $\sigma_3^2 = 4,2 \cdot 10^5$ (Па/м)². Тоді матриця C матиме вигляд

$$C = \begin{pmatrix} 5,13 \cdot 10^5 & 2,94 \cdot 10^5 & 0 \\ 2,94 \cdot 10^5 & 5,84 \cdot 10^5 & 0 \\ 0 & 0 & 4,2 \cdot 10^5 \end{pmatrix},$$

обернена до неї матриця —

$$C^{-1} = \begin{pmatrix} 2,74 \cdot 10^{-6} & -1,379 \cdot 10^{-6} & 0 \\ -1,379 \cdot 10^{-6} & 2,407 \cdot 10^{-6} & 0 \\ 0 & 0 & 2,381 \cdot 10^{-6} \end{pmatrix}.$$

Статистичні характеристики синтез-прогнозу за формулами (8.88): $\overline{\text{град}} p_{\text{п}}^* = 1,17 \cdot 10^4 \text{ Па/м}$; $\sigma_z^2 = 5,4 \cdot 10^5 \text{ (Па/м)}^2$.

8.3.5. ПОПЕРЕДЖЕННЯ ФЛЮІДОПРОЯВІВ

Профілактика проявів під час буріння свердловин забезпечується використанням комплексу технічних, технологічних і організаційних заходів, а саме:

- вибір раціональної конструкції свердловини;
- вибір комплексу і схеми противикидного обладнання (ПВО);
- регулювання властивостей бурового розчину;
- керування гідродинамічною ситуацією в свердловині в процесі виконання технологічних операцій;
- зміна характеристик пласта та ін.

Слід підкреслити, що в окремих випадках під час розбурювання зон АВПТ флюїдопрояви можна розглядати як нормальне очікуване явище, яке відіграє роль індикатору розкриття зони АВПТ і свідчить про необхідність прийняття рішення, наприклад, передбаченого проектом на спорудження свердловини.

Противикидне обладнання (див. розділ 2.2, том 1) встановлюють на кондуктор і проміжну (або проміжні) колону під час поглиблення свердловини та експлуатаційну колону у разі її освоєння. Кондуктор, проміжну і експлуатаційну колони об'язують між собою з допомогою колонної головки.

ПВО призначене для:

- герметизації гирла свердловини за наявності або відсутності в ній колони труб;
- циркуляції бурового розчину з регулюванням тиску на пласт;
- контролю за станом свердловини в процесі глушіння;
- відведення нафти і газу, які надійшли із свердловини, на безпечну відстань і т.ін.

ПВО, яке складається із стовбурної збірки або компоновки превенторів, маніфольда (лінії дроселювання і глушіння), станції гідрокерування, пульта дроселювання, трапно-факельної установки, вибирають залежно від гірничогеологічних умов буріння.

Основні параметри ПВО відповідають вимогам стандартів і нормативних документів. Параметри ПВО за ГОСТ 13862—90 наведено в табл. 2.97 (розділ 2.2.3, том 1), технічні характеристики ПВО різних виробників — у розділі 2.2, том 1.

Згідно з ГОСТ 13862—90 передбачено 10 типових схем ПВО, з яких 2 схеми призначено для ремонту свердловин з некорозійним середовищем, решта — для буріння у відповідних умовах, у тому числі і в корозійно агресивному середовищі. В табл. 2.98 (розділ 2.2.3, том 1) рекомендовані типові схеми ПВО.

Вибір типової схеми ПВО залежить від умов буріння, очікуваного максимального тиску на гирлі свердловини, прийнятої технології ліквідації проявів та вмісту корозійно агресивних і токсичних газів. Типову схему конкретизують на кожній свердловині з урахуванням рельєфу місцевості, рози вітрів, наявності доріг, ліній електропередач, типу бурового і допоміжного обладнання та інших споруд і комунікацій.

У розділі 2.2.4 (том 1) описана принципова схема розташування ПВО для умов високого вмісту токсичних і агресивних газів (H_2S і CO_2 до 25% кожного), яку розробив «ВолгоградНИПИнефть». Ця схема передбачає використання бурової установки БУ 5000 ЭУ та румунських установок класів F-400 та F-320.

Керування превенторами має бути дистанційним і гідравлічним та продубльоване ручним приводом. Використовують два пульти керування — допоміжний, розміщений біля поста бурильника, і основний, розташований на зручній і безпечній відстані від бурової (не менше 20 м).

ПВО має постійно бути в режимі оперативної готовності. При цьому рукоятки розподільників основного і допоміжного пультів превенторів знаходяться у положенні «відкрито», а засувки — у положенні «закрито»; електроживлення увімкнуте, у гідравлічній системі підтримується робочий тиск.

Монтаж, технічне обслуговування та експлуатацію ПВО здійснюють відповідно до вимог регламентуючих нормативно-технічних документів та чинних інструкцій з попередження флюїдопроявів у процесі буріння свердловин.

У розділі 2.2.3 (том 1) наведені вимоги щодо ПВО, типові схеми компонування стовбурних збірок ПВО, їх обов'язки і т. ін., які застосовуються в американській практиці.

Технологія попередження проявів у процесі буріння основана передусім на виконанні умови

$$\text{grad } p^j(z_i) \geq \text{grad } p_{\text{фп}}(z_i); \quad i = \overline{1, N}, \quad (8.89)$$

де $\text{grad } p^j(z_i)$ — градієнт гідродинамічного тиску на переріз z_i відкритого стовбура свердловини при виконанні j -технологічної операції;

N — кількість небезпечних (з позицій виникнення проявів) перерізів у відкритому стовбурі свердловини.

Виконання нерівності (8.89) досягають, в основному, *нормуванням густини бурового розчину* відповідно до чинних нормативних документів (див. розділ 3.2.1, том 1).

За «Едиными техническими правилами ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях» (М.: ВНИИБТ, 1983), густину визначають із розрахунку створення буровим розчином гідростатичного тиску, що перевищує пластовий (поровий) тиск:

на 10—15% для свердловин глибиною до 1200 м, але не більше 1,5 МПа;

на 5—10% для свердловин глибиною від 1200 до 2500 м, але не більше 2,5 МПа;

на 4—7% для свердловин глибиною понад 2500 м, але не більше 3,5 МПа.

Під час розбурювання інтервалів, в яких зниження гідростатичного тиску не може привести до викиду або втрати стійкості стінок свердловини, допускається буріння за від'ємних диференціальних тисків.

В американській практиці густину бурового розчину визначають за умови перевищення пластового тиску на 0,7—1,4 МПа. Вважається, що така репресія є достатньою для попередження викидів із свердловини.

Для розбурювання зон АВПТ задача нормування густини бурового розчину з позицій попередження флюїдопроявів має специфічний характер, зумовлений невизначеністю інформації щодо пластово-баричних умов та глибини залягання перехідної зони.

Під час розкриття перехідної зони, представленої слабопроникними породами, не виникає особливих технологічних проблем, і навіть незбалансовані вибірні й порові тиски не приводять, як правило, до ускладнень із важкими наслідками. Основна проблема зв'язана із входженням у пласт із АВПТ. Якщо густина бурового розчину є недостатньою з позицій реалізації методів плавного глушіння флюїдопроявів, то виникає передаварійна ситуація з можливими важкими наслідками (поглинання, порушення герметичності обсадної колони, міжпластові перетоки, викид і т. ін.). Якщо ж буровий розчин переобважнений, це дає змогу розкрити пласт із АВПТ з можливістю запобігання виникненню флюїдопроявів. Така практика перестрашування призводить у багатьох ситуаціях до необґрунтовано високих репресій на пласти. Останнє спричинює колюматцію колекторів, зменшення показників роботи доліт, прихвати колон труб і т. ін., що зумовлює підвищення вартості спорудження свердловин, зниження їх продуктивності та інші негативні наслідки.

Інформаційна невизначеність щодо зони АВПТ у загальному випадку для прийняття технологічного рішення стосовно обважнення бурового розчину потребує розгляду альтернативних варіантів. У разі використання статистичних методів прогнозування порових тисків вибір раціонального технологічного рішення може бути здійснений з допомогою статистичної моделі.

Множину можливих альтернатив A будуть, виходячи з технічної, технологічної і організаційної підготовленості до розкриття зони АВПТ, а також досвіду буріння в ускладнених умовах. Множину зображують набором технологічних заходів $A = \{a_1, a_2, ..., a_n\}$, спрямованих на успішне проходження свердловини при тому або іншому можливому значенні градієнта пластового тиску.

[illegible]
$$b_1 = \rho g. \quad (8.91)$$
$$b_2 = \rho g + \frac{\Delta p_H}{z_k}. \quad (8.92)$$
$$\rho_2 = b_2/g. \quad (8.93)$$
$$b_r = \begin{cases} \min_j \left\{ (z_j/z_k) \operatorname{grad}[p_j] + \rho_k g \left(1 - \frac{z_i}{z_k} \right) - \frac{(\rho_k - \rho_\Phi) g [V]}{f_{3пj} z_k} \right\} & \text{— для рідини;} \\ \min_j \left\{ \frac{(z_j/z_k) \operatorname{grad}[p_j] + \rho_k g \left(1 - \frac{z_i}{z_k} \right)}{1 + \frac{(\rho_k - \rho_\Phi) g [V] \bar{z}_j T_j}{f_{3пj} z_j \operatorname{grad}[p_j] \bar{z} T}} \right\} & \text{— для газу,} \end{cases} \quad (8.94)$$

86

$[V]$ — мінімальний об'єм флюїду, що надійшов у свердловину, який підлягає оперативній реєстрації;

ρ_{Φ} — густина пластового флюїду;

$T, \bar{z}, T_j, \bar{z}_j$ — абсолютна температура і коефіцієнт надстисливості газу відповідно під час надходження у свердловину і на глибині z_j .

Задаючись динамікою обважнення бурового розчину (тобто ρ_r), за допомогою умови (8.94) оцінюють границі станів ϑ_r для небезпечних перерізів стовбура свердловини. Формули (8.94) одержані із залежностей для оцінок граничнодопустимого об'єму флюїду, що надійшов у свердловину. Їх можна використовувати у разі відповідних інформаційного забезпечення оперативної діагностики флюїдопроявів та підготовленості до розкриття пласта з АВПТ.

У принципі, можна використовувати й інші, логічно обґрунтовані схеми побудови простору можливих станів природи.

Функцію втрат $w(a_i, \vartheta_j) \geq 0$, яка характеризує втрати в грошовому або умовному вигляді під час реалізації альтернативи a_i та стану градієнта пластового тиску ϑ_j , будують з допомогою експертних і нормативних даних. З використанням експертних методів визначають перелік можливих операцій, необхідних матеріалів, їх обсяги і т.ін., а потім оцінюють можливі витрати за нормативними даними.

Враховуючи, що витрати на реалізацію альтернатив істотно залежатимуть від факту розкриття пласта-колектора, матрицю втрат побудуємо так:

$$w(a_i, \vartheta_j) = \varphi_a(z_k) \sum_r B a_r^j K a_r^j + [1 - \varphi_a(z_k)] \sum_r B_r^j K_r^j; \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, m}, \quad (8.95)$$

де $\varphi_a(z_k)$ — ймовірність розкриття зони АВПТ на глибині z_k , яку визначають на основі апріорної інформації та результатів виділення перехідної зони;

$B a_r^j, B_r^j$ — вартість одиниці r -ї статті витрат для рішення a_i та стану ϑ_j відповідно у разі розкриття і нерозкриття на глибині z_k пласта-колектора;

$K a_r^j, K_r^j$ — відповідні обсяги одиниць r -ї статті витрат.

Отже, вибір раціонального технологічного рішення a^* зводиться до аналізу матриці функції втрат (8.95) з відомими ймовірностями α_j станів ϑ_j , які визначають за результатами статистичного прогнозу порового тиску:

$$\alpha_j = \Phi\left(\frac{b_j - \overline{\text{grad } p_n^*}}{\sigma^*}\right) - \Phi\left(\frac{b_{j-1} - \overline{\text{grad } p_n^*}}{\sigma^*}\right), \quad (8.96)$$

де $\Phi(\cdot)$ — інтеграл ймовірностей для нормального закону розподілу.

У розглянутому випадку доцільно застосовувати стратегію мінімізації середніх втрат

$$\min_i \left\{ r_i = \sum_{j=1}^m \alpha_j w(a_i, \vartheta_j) \right\} \Rightarrow a^*. \quad (8.97)$$

В умовах інформаційної невизначеності такий підхід найбільш раціональний. З теорії ігор відомо, що в іграх з природою використання змішаної стратегії не забезпечує в середньому менших втрат, ніж із застосуванням оптимальної стратегії.

Отже, вибір раціонального технологічного рішення для розкриття зони АВПТ зводиться до побудови статистичної моделі прийняття рішення і аналізу матриці втрат (8.95) відповідно до стратегії (8.97). Така модель розбурювання зони АВПТ носить динамічний характер. У міру поглиблення свердловини з покроковим прийняттям рішень можливі зміни станів ϑ_j , коректування множини альтернатив A , функції втрат w .

Приклад 8.12. Розглянемо ілюстративний приклад вибору раціонального технологічного рішення з допомогою статистичної моделі.

Нехай на основі результатів спостережень за зміною індикаторів тиску перехідну зону виділено на глибині $z_n = 2000$ м, а її товщину за геофізичними даними оцінено середнім $\bar{h} = 300$ м і дисперсією $\sigma_h^2 = 400$ м². Градієнт нормального пластового тиску $\text{grad } p_n^* = 1,08 \cdot 10^4$ Па/м, а мінімальне значення градієнта тиску виникнення поглинень $\text{grad}^*[p] = 1,64 \cdot 10^4$ Па/м. Для глибини $z_k = 2280$ м побудовано статистичний прогноз порового тиску з оцінками $\text{grad } p_n^* = 1,28 \cdot 10^4$ Па/м та $\sigma^* = 0,03 \cdot 10^4$ Па/м. Густина бурового розчину на момент вибору рішення $\rho = 1240$ кг/м³.

Побудуємо з використанням процедури (8.91)–(8.93) простір станів θ можливих значень градієнтів порового тиску, Па/м: $b_0 = 1,08 \cdot 10^4$; $b_1 = 1,22 \cdot 10^4$; $b_2 = 1,33 \cdot 10^4$; $b_3 = 1,44 \cdot 10^4$; $b_4 = 1,55 \cdot 10^4$; $b_5 = 1,64 \cdot 10^4$. При цьому прийнято $\Delta p_n = 2,5$ МПа, густину обважненого бурового розчину (ОБР) оцінено, кг/м³: $\rho_2 = 1350$; $\rho_3 = 1460$; $\rho_4 = 1570$; $\rho_5 = 1620$.

Густину розчину ρ_5 прийнято з урахуванням умови попередження поглинень.

Отже, сформований такий простір станів для можливих градієнтів порового (пластового) тиску, Па/м: $\vartheta_1 = [1,08 \cdot 10^4; 1,22 \cdot 10^4]$; $\vartheta_2 = [1,22 \cdot 10^4; 1,33 \cdot 10^4]$; $\vartheta_3 = [1,33 \cdot 10^4; 1,44 \cdot 10^4]$; $\vartheta_4 = [1,44 \cdot 10^4; 1,55 \cdot 10^4]$; $\vartheta_5 = [1,55 \cdot 10^4; 1,64 \cdot 10^4]$; $\vartheta_6 = [1,64 \cdot 10^4; +\infty[$. Зауважимо, що стан ϑ_6 наведено чисто формально для випадку технологічної несумісності інтервалу буріння.

Нехай елементами множини альтернатив будуть:

- a_1 — «Буріння без зміни технології»;
- a_2 — «Обважнення бурового розчину до густини 1350 кг/м³»;
- a_3 — «Обважнення бурового розчину до густини 1460 кг/м³»;
- a_4 — «Обважнення бурового розчину до густини 1570 кг/м³»;
- a_5 — «Обважнення бурового розчину до густини 1620 кг/м³»;
- a_6 — «Спуск проміжної колонії».

У табл. 8.25 наведені вихідні дані для вибору раціонального технологічного вирішення: множина A , простір станів $\theta = \{\vartheta_1, \vartheta_2, \dots, \vartheta_6\}$, ймовірності станів α та функція втрат $w(a_i, \vartheta_j)$. Ймовірності станів визначено за формулою (8.96) і заокруглено з точністю до 10^{-4} . Функцію втрат $w(a_i, \vartheta_j)$ наведено відповідно до виразу (8.95) у вигляді

$$\frac{w_a/w_n}{w},$$

де w_a — втрати за умови розкриття на глибині z_k пласта-колектора;

w_n — втрати у перехідній зоні;

w — втрати за формулою (8.95).

Таблиця 8.25

Функція втрат $w(a_i, \vartheta_j)$

Стан $\vartheta_j \cdot 10^{-4}$, Па/м	Ймовірність станів α_j	Альтернатива a_i					
		a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6
1,08–1,22	0,0228	$\frac{9/9}{9}$	$\frac{22/22}{22}$	$\frac{36/36}{36}$	$\frac{56/56}{56}$	$\frac{71/71}{71}$	$\frac{262/262}{262}$
1,22–1,33	0,9294	$\frac{15/7}{8,3}$	$\frac{17/17}{17}$	$\frac{32/32}{32}$	$\frac{51/51}{51}$	$\frac{63/63}{63}$	$\frac{243/243}{243}$
1,33–1,44	0,0478	$\frac{32/9}{12,7}$	$\frac{29/14}{16,4}$	$\frac{26/26}{26}$	$\frac{43/43}{43}$	$\frac{57/57}{57}$	$\frac{217/217}{217}$
1,44–1,55	$< 10^{-10}$	$\frac{53/13}{19,4}$	$\frac{42/19}{22,7}$	$\frac{37/24}{26,1}$	$\frac{35/35}{35}$	$\frac{52/52}{52}$	$\frac{174/174}{174}$
1,55–1,64	~ 0	$\frac{84/20}{30,2}$	$\frac{73/25}{32,6}$	$\frac{67/27}{33,4}$	$\frac{53/32}{35,4}$	$\frac{46/46}{46}$	$\frac{144/144}{144}$
$> 1,64$	~ 0	$\frac{194/31}{56,9}$	$\frac{171/46}{65,9}$	$\frac{163/53}{70,5}$	$\frac{147/61}{74,7}$	$\frac{137/72}{82,3}$	$\frac{123/123}{123}$

Значення функції втрат наведено в умовному вигляді. Ймовірність розкриття пласта-колектора з АВІТ становить

$$\varphi_a(z_k) = \Phi\left(\frac{z_k - z_n - \bar{h}}{\sigma_h}\right) = 0,159.$$

Обчислимо з допомогою виразу (8.97) і даних, наведених у табл. 8.25, ризик альтернатив a_i : $r_1 = 8,5$; $r_2 = 17,1$; $r_3 = 31,8$; $r_4 = 50,7$; $r_5 = 62,9$; $r_6 = 242,2$.

Оскільки мінімальний ризик відповідає альтернативі a_1 — «Буріння без зміни технології», то згідно з умовою (8.97) альтернатива a_1 буде раціональною.

Вплив інших показників властивостей бурового розчину на можливість виникнення проявів носить, в основному, другорядний характер.

З позицій профілактики проявів слід регулювати реологічні властивості і СНЗ для зменшення гідродинамічних тисків, поліпшення очистки від газу і підвищення седиментаційної стійкості ОБР.

Важливим заходом для попередження проявів є *контроль якості бурового розчину*. Під час буріння свердловин в ускладнених умовах згідно з «Єдиними технічними правилами...» показники властивостей бурового розчину слід визначати: густину і в'язкість через 10—15 хв, фільтрацію і СНЗ — щогодинно. Не допускається відхилення густини бурового розчину, що знаходиться в циркуляційній системі, від потрібних значень більше ніж на $\pm 20 \text{ кг/м}^3$. У разі виявлення в буровому розчині понад 1% газу необхідно застосовувати заходи для дегазації розчину.

Найбільш небезпечною (з позицій проявів) технологічною операцією в процесі буріння свердловин є *піднімання колони труб*. Зменшення тиску при цьому зумовлене гідравлічним та інерційним опором в умовах течії бурового розчину в затрубному просторі, а також можливим зменшенням його рівня в свердловині. Основні способи попередження проявів — регулювання швидкостей підйому колони труб, контроль за рівнем бурового розчину в свердловині з періодичним або постійним доливанням.

Суть задачі регулювання швидкостей підйому колони труб полягає у визначенні допустимої довжини колони труб під час піднімання на кожній швидкості для підтримання умови (8.89), яка для операції підйому може бути спрощеною:

$$p^j(z^*) \geq z^* \text{ grad } p_{\text{фп}}(z^*), \quad (8.98)$$

де z^* — глибина залягання небезпечного перерізу (з найбільшим значенням $\text{grad } p_{\text{фп}}$) у відкритому стовбурі свердловини.

Формалізація цієї задачі має вигляд

$$\begin{cases} u_{\text{д}}^{\text{в}} \leq k_{\text{тс}} W_{\text{л}} / G(z); \quad z \in]0, L]; \\ \Delta p(u_{\text{д}}^{\text{у}}, z) \leq z^* (\rho g - \text{grad } p_{\text{фп}}); \\ (u_{\text{д}}^{\text{в}}, u_{\text{д}}^{\text{у}}) \in \{u(i)\}; \quad i \in \overline{1, n}; \\ u_{\text{д}} = \min(u_{\text{д}}^{\text{в}}, u_{\text{д}}^{\text{у}}); \\ \Delta p(u_{\text{д}}, z, h^*) = z^* (\rho g - \text{grad } p_{\text{фп}}) \Rightarrow h^*, \end{cases} \quad (8.99)$$

де $u_{\text{д}}^{\text{в}}, u_{\text{д}}^{\text{у}}$ — допустимі швидкості підйому колони труб із умов вантажопідйомності бурової установки і попередження ускладнення;

$k_{\text{тс}}, W_{\text{л}}$ — коефіцієнт корисної дії талевої оснастки і потужність на барабані лебідки;

$G(z)$ — вага колони труб у рідині з урахуванням сил тертя для поточної глибини z ;

L — глибина свердловини;

$\{u_i\}, n$ — масив і кількість швидкостей підйому бурової установки;

h^* — допустиме зниження рівня бурового розчину у свердловині.

Суть розрахунку з допомогою виразів (8.99) полягає у такому. З першої і другої нерівностей та з урахуванням третього виразу (8.99) визначають для поточної глибини z допустимі швидкості підйому із умов вантажопідйомності бурової установки і попередження ускладнення. Зазначимо, що для зручності в системі (8.99) величину зміни гідродинамічного тиску $\Delta p(u_{\text{д}}^{\text{у}}, z)$ у процесі піднімання прийнято додатною. Третій вираз коректує розрахункові значення $u_{\text{д}}^{\text{в}}, u_{\text{д}}^{\text{у}}$ відповідно до технічної характеристики бурової установки та визначає умову існування розв'язку ($u_{\text{д}}^{\text{в}}, u_{\text{д}}^{\text{у}} \geq \min u(i)$). Четверте рівняння визначає допустиму швидкість підйому колони труб, а розв'язком останнього рівняння знаходять допустиме зниження рівня бурового розчину у свердловині із умови попередження прояву під час піднімання колони труб.

Розрахунки виконують дискретно за глибиною свердловини. Допустиму швидкість підйому для глибини $z > z^*$ беруть рівною значенню, одержаному для глибини z^* . На рис. 8.33 для прикладу наведено результати розрахунків допустимих швидкостей підйому за виразами

(8.99). Глибина небезпечного перерізу $z^* = 3970$ м; $\text{grad } p_{\text{фп}} = 1,44 \cdot 10^4$ Па/м. Властивості бурового розчину: $\rho = 1500$ кг/м³; $\eta = 0,031$ Па·с; $\tau_0 = 6,8$ Па. Потужність на барабані бурової лебідки — 628 кВт.

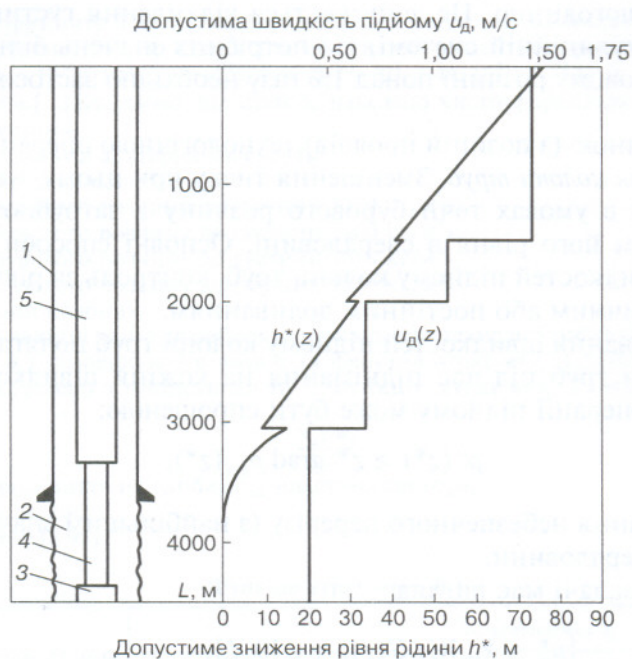


Рис. 8.33. Результати розрахунків допустимих швидкості підйому бурильної колони:

1 — 245-мм обсадна колона; 2 — відкритий стовбур; 3 — турбобур А6Ш (25 м);
4 — 114-мм бурильні труби (1300 м); 5 — 127-мм бурильні труби

Спорожнювання свердловини під час підйому колони труб може служити самостійною причиною виникнення проявів, а також у сукупності з іншими факторами. Об'єм бурового розчину для доливання свердловини визначають об'ємом піднятих труб з урахуванням розлитого в процесі піднімання розчину і налиплого на стінках труб. Точне врахування останніх двох складових утруднене.

Щоб уникнути впливу налиплого на поверхню труб бурового розчину, застосовують обтирання, що підвищує виробничу культуру і виключає можливість попадання у свердловину води, яку використовували для очищення труб.

У табл. 8.26 наведений розрахунковий об'єм бурового розчину для доливання свердловини в процесі піднімання за об'ємом металу бурильної колони. Періодичність доливання свердловини визначають за конкретними геолого-технологічними умовами буріння на основі результатів розрахунків за виразом (8.98) (див. рис. 8.33).

Таблиця 8.26

Розрахунковий об'єм металу 100-м бурильних труб і ОБТ (за даними «ВНИИКРнефть»)

Діаметр труб (шифр ОБТ), мм	Товщина стінки (внутрішній діаметр ОБТ), мм	Об'єм, м ³ /100 м
Труби бурильні сталеві з накрученими замками — ТБВ, ТБН, ТБВК, ТБНК		
101,6	7	0,24
	8	0,27
	9	0,29
	10	0,32
114,3	7	0,27
	8	0,32
	9	0,35
	10	0,37
	11	0,40

Діаметр труб (шифр ОБТ), мм	Товщина стінки (внутрішній діаметр ОБТ), мм	Об'єм, м³/100 м
127	7	0,31
	8	0,35
	9	0,40
	10	0,43
139,7	8	0,40
	9	0,43
	10	0,48
	11	0,51
	12	0,56
	13,5	0,61
Труби бурильні сталеві з приварними замками		
114,3	7	0,28
	8	0,31
	9	0,34
	10	0,37
127	7	0,32
	8	0,35
	9	0,38
	10	0,42
Алюмінієві бурильні труби з замками		
114	10	0,36
129	9	0,38
	11	0,45
147	9	0,45
	11	0,52
	13	0,60
	15	0,67
	17	0,73
Труби бурильні — стандарт 5А, 5А АНІ*		
з висадкою назовні		
101,6	8,38	0,31
114,3	8,56	0,34
	10,92	0,41
з висадкою всередину		
101,6	8,38	0,29
	9,65	0,32
114,3	8,56	0,35
	10,92	0,42
127	7,52	0,34
з висадкою всередину і назовні		
101,6	9,65	0,36
114,3	8,56	0,35
	10,92	0,42
127	9,19	0,41 (161,9; 165,1; 168,3)** 0,44 (177,8; 184,1; 184,2)
	12,7	0,52 (161,9) 0,54 (165,1; 168,3; 177,8) 0,56 (184,1; 184,2)

Діаметр труб (шифр ОБТ), мм	Товщина стінки (внутрішній діаметр ОБТ), мм	Об'єм, м³/100 м
Обважені бурильні труби		
ОБТ-146	74	1,24
ОБТ-178	90	1,85
ОБТ-203	100	2,46
ОБТ-219	112	2,87
ОБТ-245	135	3,41
Обважені бурильні труби збалансовані		
ОБТЗ.1-120	64	0,81
ОБТЗ.2-120	64	0,81
ОБТЗ.1-133	64	1,07
ОБТЗ.2-133	64	1,07
ОБТЗ.1-146	68	1,31
ОБТЗ.2-146	68	1,31
ОБТЗ.1-178	80	1,99
ОБТЗ.2-178	80	1,99
ОБТЗ.1-203	80	2,73
ОБТЗ.2-203	80	2,73
ОБТЗ.1-229	90	3,48
ОБТЗ.2-229	90	3,48
ОБТЗ.1-254	100	4,28
ОБТЗ.1-273	100	5,07
ОБТЗ.1-299	100	6,24
Обважені бурильні труби ковані		
120,6	50,8	0,92
	63,5	0,81
127	57,2	1,01
146	68,3	1,31
	76,2	1,22
152,4	57,2	1,57
	71,4	1,42
158,8	57,2	1,72
	71,4	1,57
165,1	57,2	1,88
	71,4	1,72
171,4	57,2	2,05
	76,2	1,86
177,8	57,2	2,22
	71,4	2,09
184,2	71,4	2,25
196,8	71,4	2,63
	90,4	2,41
203,2	71,4	2,84
	90,4	2,60
209,6	71,4	3,03
228,6	71,4	3,70
	90,4	3,48

Діаметр труб (шифр ОБТ), мм	Товщина стінки (внутрішній діаметр ОБТ), мм	Об'єм, м ³ /100 м
241,3	76,2 100,0	4,09 3,77
247,6	76,2 100,0	4,34 4,00
254,0	76,2 100,0	4,61 4,29
279,4	76,2 100,0	5,67 5,32

* АНІ — Американський нафтовий інститут.

** У дужках — діаметри замків труб у мм.

При поглинанні із статичним рівнем h_c бурового розчину нижче гирла свердловини попередження проявів, по суті, визначається технологією ліквідації поглинання і залежить від співвідношення h_c і критичного рівня h^* у свердловині. К.А. Джабаров і С.М. Горонович виділяють такі характерні ситуації.

1. Статичний рівень h_c бурового розчину менший за критичний h^* , що не приводить до виникнення проявів і дає змогу використовувати традиційні технології ліквідації поглинань.

2. При поглинанні бурового розчину має місце співвідношення рівнів $h_c > h^* > h_d$ (h_d — динамічний рівень), що визначає можливість виникнення проявів у статичних умовах і попередження шляхом постійного доливання свердловини з технічно реалізованою продуктивністю. Ця ситуація дає змогу виконувати ізоляційні роботи при постійному доливанні.

Зменшення статичного рівня у свердловині до величин, які визначають першу ситуацію, можна досягнути нагнітанням у пласт порції бурового розчину з підвищеним СНЗ і введенням наповнювача. Переведення свердловини до першої ситуації дає змогу ліквідувати поглинання традиційними способами.

3. Динамічний рівень бурового розчину при доливанні з технічно можливою продуктивністю більше критичного. В цій ситуації прояви неминучі і єдино можливим способом ліквідації ускладнення є намівання в зону поглинання наповнювачів з подальшим прямим закачуванням тампонажних сумішей для переведення свердловини у другий або перший стан.

Профілактика проявів може бути забезпечена зміною проникності проявляючого пласта за рахунок створення кольматуючого екрана. Це може бути досягнуто способами, описаними в розділі 8.2.6.

В.Д. Городнов запропонував для ізоляції водоносних горизонтів використовувати як добавки до бурових розчинів водорозчинні силікати в кількості 2—5% або встановлювати їх у вигляді ванн різної концентрації. Концентрацію робочої суміші водорозчинних силікатів визначають дослідним шляхом, вона становить 3—5% для слабопроникних колекторів і до 10% — для сильнопроникних і тріщинних. До складу суміші рекомендовано добавляти до 0,2% КМЦ-500 або КМЦ-600, крохмалю, гіпану і метасу для сповільнення реакції і більш глибокого проникнення силікатів у пласти.

Під час установаження силікатних ванн рекомендується ізолювати водоносний пласт від нижче- і вищезалягаючих пластів цементним мостом і пакером, а робочу суміш закачувати за надлишкового тиску 5—15 МПа протягом 2—4 год до зупинки приймальності колектора. Після проведення робіт випробовують пласт на приймальність і у разі його неякісної ізоляції операцію повторюють, збільшивши вміст рідкого скла.

Механізм зменшення проникності пласта з водопроявом зумовлений хімічною реакцією катіонів кальцію, магнію, заліза та інших елементів, які вміщуються у пластовій воді, з аніонами солей кремнієвих кислот ванни, що призводить до утворення аморфних або кристалічних осадків гідросилікатів. Ці осадки колюматують поровий простір пласта з водопроявом. Крім того, зі зменшенням рН до 7 і менше паралельно може відбуватися реакція утворення гелеподібних кремнієвих кислот, які характеризуються високою тампонувальною здатністю.

Надходження у свердловину флюїдів за причинами, не пов'язаними зі зменшенням тиску на пласт, не може практично привести до аварійної ситуації. Проте у певних умовах надходження у свердловину флюїду, особливо газу, може зумовлювати розвиток прояву внаслідок зменшення тиску на вибій. Крім того, такі надходження газу можуть спричинити надмірне обважнення бурового розчину, а також виникнення інших ускладнень.

Головним профілактичним заходом у таких ситуаціях є недопущення високої концентрації флюїду в буровому розчині, що досягається якісним промиванням свердловини, регулюванням властивостей розчину і очисткою його від вибуреної породи і газу.

Промивання свердловини під час розкриття зон АВПТ доцільно проводити з підвищеною продуктивністю для зменшення концентрації газу і попередження утворення сальників. Перед підніманням колони труб свердловину потрібно промивати до вирівнювання властивостей бурового розчину на вході і виході. В окремих випадках доцільно обмежувати механічну швидкість проходки для забезпечення якісної очистки бурового розчину від газу. У разі вимушених тривалих простоїв свердловини слід у міру спуску колони труб використовувати проміжні промивання та інші профілактичні заходи.

Організаційні заходи для попередження проявів і викидів спрямовані, як правило, для контролю технічного стану і готовності засобів:

- для виявлення проявів, ПВО;

- для приготування і дегазації бурового розчину та іншого обладнання та інструменту.

Бурова установка має бути забезпечена запасними матеріалами в достатній кількості для ліквідації проявів. Об'єм резервуарів для збереження бурового розчину має дорівнювати об'єму свердловини. Для розкриття зон з можливими флюїдопроявами ці резервуари слід заповнювати буровим розчином з густиною, яка відповідає густині розчину у свердловині. Обв'язка насосів має забезпечити можливість обважнення, приготування і перекачування бурового розчину із запасних резервуарів у свердловину, а також із приймальних резервуарів у запасні без зупинки промивання свердловини.

Важливим з позицій попередження аварійних ситуацій під час розкриття пластів із можливими флюїдопроявами є також підготовка бурового персоналу.