

Глава 5

5. БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН У ЗАДАНОМУ НАПРЯМКУ

5.1. ТРАЄКТОРІЇ СВЕРДЛОВИН

Сучасний стан техніки і технології дозволяє споруджувати свердловини найрізноманітнішого призначення, різних конфігурації стовбура та його орієнтування в гірничому масиві. Це зумовлено необхідністю буріння свердловин у різних географічних та кліматичних умовах, особливостями геологічної будови та розробки нафтогазових родовищ, наявністю відповідного бурового та експлуатаційного обладнання, а також економічними та екологічними вимогами. Орієнтація стовбура свердловини у просторі є характерною ознакою *виду буріння* (див. розділ 1.1, том 1).

Під **траєкторією свердловини** розуміють зміну у просторі земної кори усередненої осі стовбура свердловини. Іншими словами, траєкторія свердловини — це лінія, яку описує бурове долото, прийняте за матеріальну точку, під час проходження свердловини у земній корі.

Довільна точка траєкторії свердловини характеризується трьома вимірюваними величинами (рис. 5.1):

зенітним кутом α , тобто кутом між вертикаллю і дотичною до осі свердловини в даній точці;

азимутальним кутом φ , тобто кутом між напрямком південь—північ і проекцією дотичної до осі свердловини в даній точці на горизонтальну площину;

довжиною стовбура свердловини l від гирла до даної точки.

Азимутальний кут φ свердловини визначається за годинниковою стрілкою від орієнтованого напрямку географічного меридіана.

За результатами вимірювань величин α , φ , l та припущень про форму траєкторії визначають ряд геометричних параметрів траєкторії свердловини.

Ці параметри детально розглядаються у розділі 5.3.

Для зображення траєкторії свердловини використовують її різні геометричні образи, найчастіше проєкції на вертикальну (*профіль свердловини*) і горизонтальну (*план свердловини*) площини.

За траєкторією свердловини умовно поділяють на: вертикальні; похило-скеровані; горизонтальні; багатовибірні.

5.1.1. ВЕРТИКАЛЬНІ СВЕРДЛОВИНИ

Ідеалізована форма стовбура свердловини являє собою вертикальний круглий циліндр з постійним діаметром. Але внаслідок дії багатьох причин, що сприяють викривленню свердловин, практично неможливо пробурити їх у строго вертикальному напрямку. Тому всі вертикальні свердловини в більшій або меншій мірі викривлені.

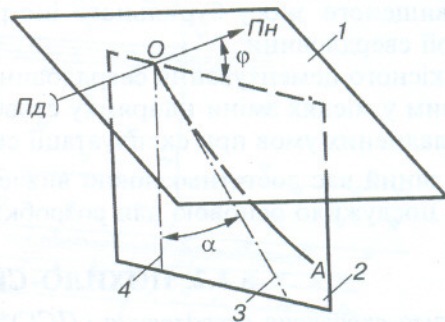


Рис. 5.1. Елементи траєкторії свердловини: 1—горизонтальна площина; 2—вертикальна площина; 3—дотична в точці O до ділянки траєкторії OA свердловини; 4—вертикаль

На рис. 5.2 показані профілі і плани *викривлених свердловин з постійним азимутом*, тобто у площині (рис. 5.2,а) та зі *змінним азимутом*, тобто у просторі (рис. 5.2,б,в).

Свердловини, викривлені в одній площині (рис. 5.2,а), характеризуються зміною зенітного кута. Для просторово викривлених свердловин характерна зміна зенітного та азимутального кутів (рис. 5.2,б,в). Під час буріння свердловин у складних гірничогеологічних умовах спостерігається просторове викривлення траєкторій.

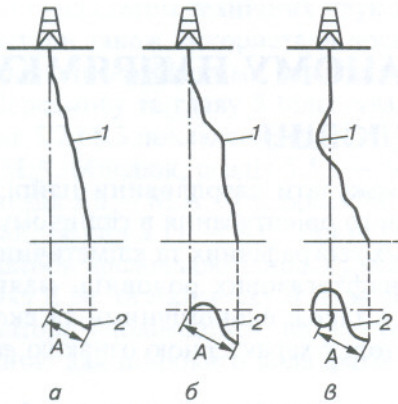


Рис. 5.2. Проекції траєкторій викривлених свердловин:
1—профіль свердловини; 2—план свердловини;
А—відхилення вибою свердловини від вертикалі

На рис. 5.3 для прикладу зображені горизонтальні проекції стовбурів Кольської надглибокої свердловини СГ-3 (Росія). Наведені відомості про породи, а також азимути, напрямки і кути падіння пластів дозволяють виявити закономірності викривлення свердловин. Відстань між гирлом свердловини і найбільш віддаленою точкою стовбура у плані становить близько 950 м.

Свердловини, зенітний кут викривлення яких не перевищує 2° , називають *умовно вертикальними* або *вертикальними*.

При бурінні вертикальних свердловин негативні наслідки їх викривлення значні і різноманітні. Вони зводяться до:

- відхилення вибою від заданого проектом на спорудження свердловини;

- ускладнень при бурінні свердловини (жолобоутворення, прихвати колон труб, порушення стійкості стінок свердловини та ін.);

- підвищеного зносу бурильного інструменту і обсадних труб внаслідок зміни кривизни траєкторії свердловини;

- неякісного цементування свердловини внаслідок неповного заміщення бурового розчину цементним у місцях зміни напрямку стовбура свердловини;

- ускладнених умов при експлуатації свердловин, ремонтно-ізоляційних роботах і т. ін.

На даний час достатньо повно вивчені причини і закономірності викривлення свердловин, що послужило основою для розробки технологій буріння вертикальних свердловин.

5.1.2. ПОХИЛО-СКЕРОВАНІ СВЕРДЛОВИНИ

*Похило-скерована свердловина (ПСС)** характеризується наявністю примусово викривленої ділянки стовбура, яка забезпечує задане зміщення вибою свердловини від її гирла.

Існують ситуації, в яких буріння ПСС є практичним способом досягнення поставленої мети, а саме:

- розробка морських нафтогазових родовищ з однієї платформи (в глибоководних районах) або зі штучного острова (у мілководних районах);

- розробка родовищ кущовим бурінням у болотистих місцевостях, заповідниках, на родючих землях та у важкодоступних місцях;

- розкриття крутопадаючих продуктивних пластів, а також пластів у тектонічно порушених ділянках земної кори, під соляними куполами і т. ін.;

- забурювання нових стовбурів у свердловині для ліквідації аварій, відновлення свердловин, дорозвідки родовищ;

- буріння розвантажувальних свердловин при ліквідації пожеж фонтануючих свердловин.

Спорудження ПСС здійснюють за проектними траєкторіями, які визначаються призначенням свердловини, умовами буріння, накопиченим досвідом та іншими факторами. Звичайно

* Розшифровка умовних скорочень в кінці тому.

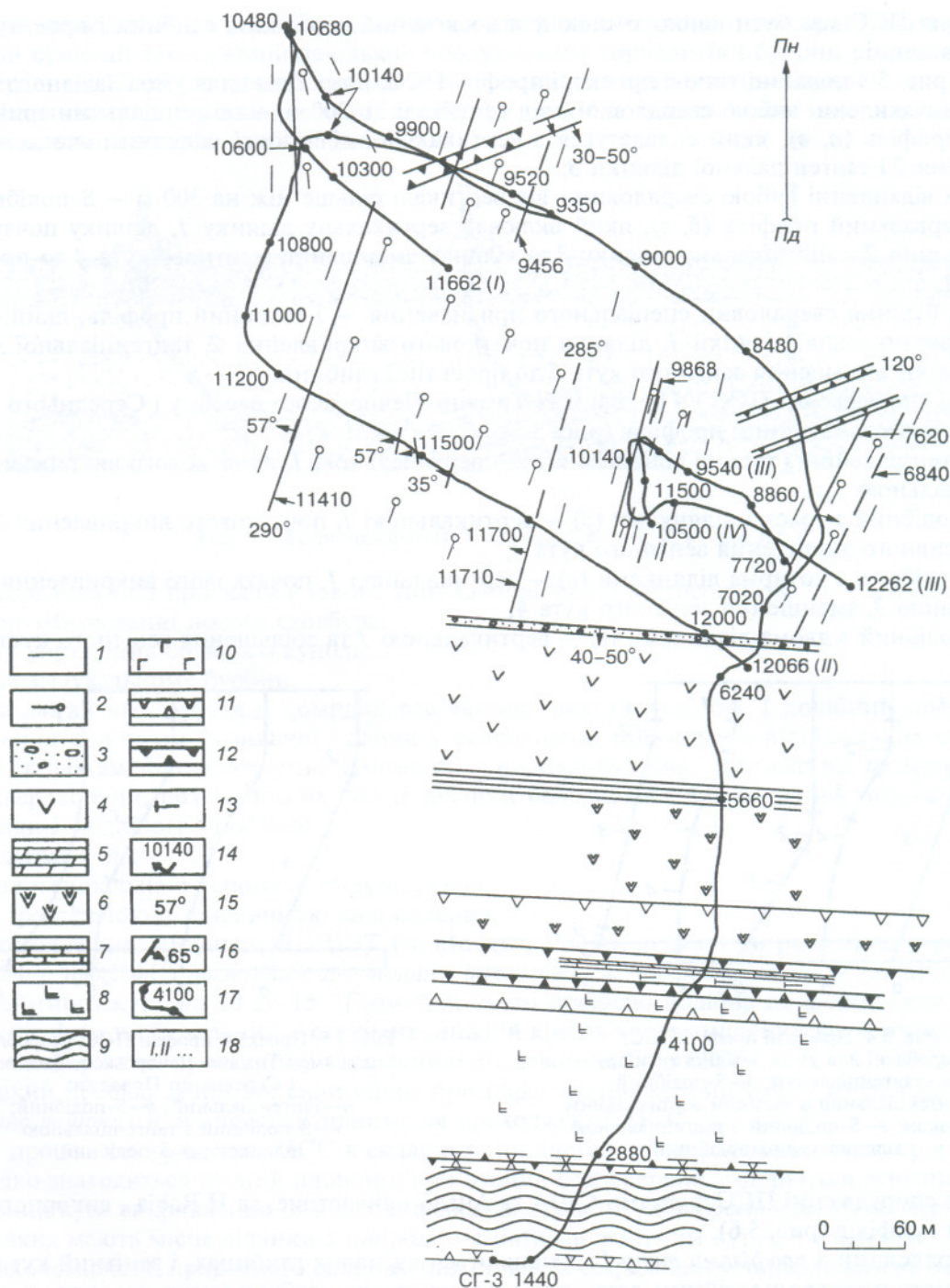


Рис. 5.3. Плани стовбурів свердловини СГ-3:

1—товща біотит-плагіоклазових гнейсів з висококальцієвими мінералами; 2—товща біотит-плагіоклазових гнейсів з високоглиноземними мінералами; 3—телевинська світа; 4—маявринська світа; 5—кувернерінійокська світа; 6—пиртіярвинська світа; 7—лучломпольська світа; 8—заполярининська світа; 9—жданівська світа; 10—матерська світа; 11—зона тріщинуватості і катаклазу Лучломпольського розлому; 12—зона утворення бластомілонітів; 13—андезит-дацитові порфірити; 14—глибина контактів опорної товщі; 15—азимут падіння опорних товщ або маркуючих пластів залізистих кварцитів; 16—напрямок і кут падіння товщ; 17—глибина окремих точок стовбурів; 18 (I—IV)—номера стовбурів СГ-3 у хронологічній послідовності (проекція стовбура IV в інтервалі 10500—11882 м на рисунку не показана)

траєкторія ПСС має бути найкоротшою для досягнення необхідної глибини і проектується в одній площині.

На рис. 5.4 показані типові проектні профілі ПСС, розроблені для умов Західного Сибіру: при відхиленні вибою свердловини від вертикалі до 300 м — тангенціальний триінтервальний профіль (а, в), який складається з вертикальної ділянки 1, ділянки початкового викривлення 2 і тангенціальної ділянки 3;

при відхиленні вибою свердловини від вертикалі більше ніж на 300 м — S-подібний чотириінтервальний профіль (б, г), який включає вертикальну ділянку 1, ділянку початкового викривлення 2, тангенціальну ділянку 3 та ділянку зменшення zenітного кута 4 до проектної глибини;

для буріння свердловин спеціального призначення — J-подібний профіль, який складається з вертикальної ділянки 1, ділянки початкового викривлення 2, тангенціальної ділянки 3 та ділянки збільшення zenітного кута 5 до проектної глибини.

При спорудженні ПСС на родовищах Тимано-Печорського басейну і Середнього Поволжя застосовують такі типи профілів (рис. 5.5):

тангенціальний з трьома ділянками (а) — вертикальною 1, початкового викривлення 2 та тангенціальною 3;

S-подібний з трьома ділянками (б) — вертикальною 1, початкового викривлення 2 та малоінтенсивного зменшення zenітного кута 4;

S-подібний з чотирма ділянками (в) — вертикальною 1, початкового викривлення 2, тангенціальною 3, зменшення zenітного кута 4;

J-подібний з двома ділянками (г) — вертикальною 1 та збільшення zenітного кута 5.

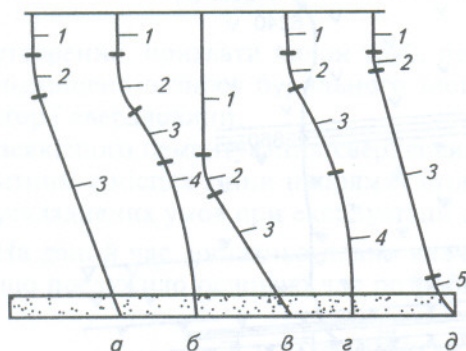


Рис. 5.4. Проектні профілі ПСС, розроблені для умов Західного Сибіру:
а—тангенціальний; б—S-подібний;
в—тангенціальний з великим вертикальним відрізком; г—S-подібний з тангенціальною ділянкою; д—J-подібний

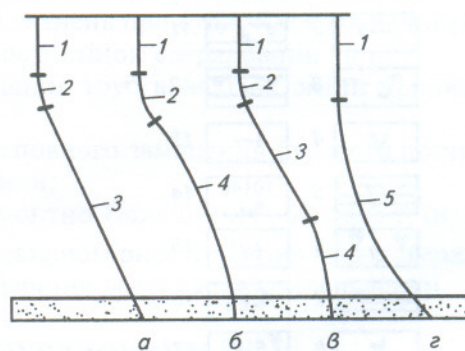


Рис. 5.5. Проектні профілі ПСС, розроблені для умов Тимано-Печорського басейну і Середнього Поволжя:
а—тангенціальний; б—S-подібний;
в—S-подібний з тангенціальною ділянкою; г—J-подібний

При спорудженні ПСС фірмами США та Англії найчастіше, за Н. Rabia, використовують три типи профілів (рис. 5.6).

Свердловини з *профілями типу I* відхилюються на малих глибинах, і zenітний кут викривлення підтримується постійним доти, поки не почнеться розбурювання проектного горизонту (рис. 5.6,а).

Свердловини цього типу профілів використовують:

при відсутності необхідності спуску проміжної колони;

при бурінні на велику глибину;

при значному горизонтальному зміщенні.

Свердловини з *профілями типу II* належать до S-подібної форми (рис. 5.6,б). Свердловину відхилюють на малій глибині доти, поки не буде досягнуто максимально необхідне відхилення. Потім напрямок осі свердловини підтримується постійним, а відхилення зменшується і све-

свердловина приводиться до вертикалі. Даний тип профілів свердловини використовують при одночасній сумісній експлуатації декількох продуктивних горизонтів і бурінні розвантажувальних свердловин. Такі свердловини вимагають детального контролю при бурінні.

Свердловини з *профілями типу III* подібні до типу I за виключенням того, що свердловину відхиляють на великій глибині (рис. 5.6, в).

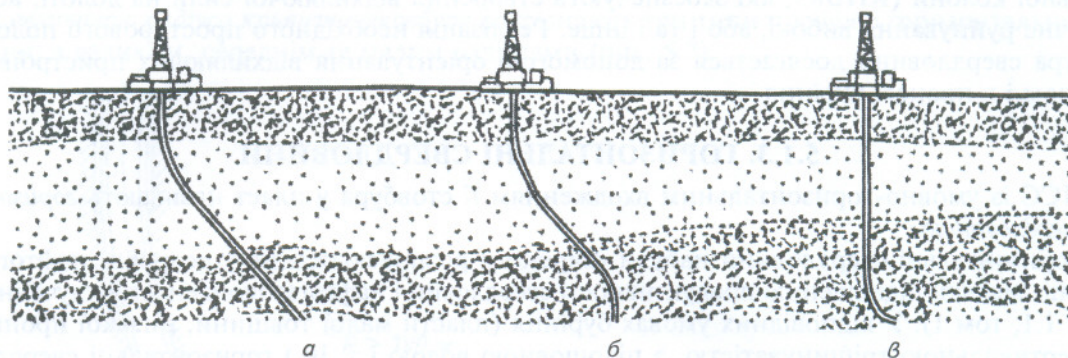


Рис. 5.6. Типи профілів ПСС: а—тип I; б—тип II; в—тип III

Свердловини з профілями такого типу (J-подібного) застосовують:
при забурюванні нового стовбура;
для уникнення соляного купола;
у розвідувальному бурінні.

На даний час зарубіжні компанії все частіше використовують J-подібний профіль для зменшення сил тертя бурильної колони у свердловині при спуско-підймальних операціях (СПО) та для зменшення крутного моменту в процесі буріння. Залежно від геометрії інтервалів свердловини, розташованих нижче ділянки початкового викривлення, розрізняють три різновиди J-подібного профілю:

- з дугою кола;
- з тангенціальною ділянкою та дугою кола;
- із зростаючою інтенсивністю викривлення.

Дослідження, виконані ВНДІБТ (м. Москва, Росія), дозволили розробити *траєкторію J-подібного профілю з постійним зростанням інтенсивності викривлення після початкового набору зенітного кута від 10 до 15°*. Геометрія цього профілю подібна до форми, яку приймає вільно підвішений бурильний інструмент, нижній кінець якого зміщений від вертикалі на відстань, що дорівнює проектному відхиленню кінцевого вибою ПСС.

Такий профіль мінімізує сили опору при переміщенні колони труб у свердловині, є *енергетично раціональним* і перспективним для проходження ПСС.

У процесі спорудження ПСС в складних гірничогеологічних умовах траєкторія свердловин рідко знаходиться в одній площині: при бурінні безперервно змінюються зенітний та азимутальний кути викривлення. В таких випадках використовують *просторові траєкторії свердловин*, у яких мають місце ділянки з природно-змінними зенітним кутом і азимутом.

Закономірності природного викривлення стовбура свердловин установлюють на основі аналізу промислових даних у відповідних геолого-технологічних умовах. Для умов ряду родовищ Прикарпаття такі закономірності були виявлені в 60—70-х рр. минулого століття І.О.Артемчуком, М.Й.Марухняком та Т.М.Боднаруком.

Просторові траєкторії характеризуються збільшенням довжини стовбура свердловини, значною силою тертя при переміщенні бурильної колони у свердловині в порівнянні з плоскими траєкторіями. Просторові траєкторії використовують для проектування глибоких свердловин із складними геологічними умовами.

У більшості нафтогазовидобувних регіонів України при проектуванні траєкторій ПСС величина зенітного кута на проектній глибині жорстко не регламентується і продуктивні гори-

зонти розкриваються, як правило, під кутом до 20°. Якщо необхідним є вертикальне розкриття продуктивного пласта, то використовують S-подібний тип профілю з кінцевою ділянкою зменшення zenітного кута до 0°.

Буріння ПСС здійснюють роторним способом та за допомогою вибійних двигунів. Якраз викривлення стовбура свердловини досягається застосуванням спеціальних компоновок низу бурильної колони (КНБК), які забезпечують створення відхиляючої сили на долоті, або асиметричне руйнування вибою, або і те і інше. Реалізація необхідного просторового положення стовбура свердловини досягається за допомогою орієнтування відхиляючих пристроїв перед початком і в процесі буріння.

5.1.3. ГОРИЗОНТАЛЬНІ СВЕРДЛОВИНИ

ПСС із умовно-горизонтальним входженням її стовбура у пласт називають *горизонтальною свердловиною*.

Горизонтальні свердловини набули широкого розповсюдження у розробці нафтогазових родовищ завдяки підвищенню продуктивності свердловин і нафтогазоконденсатовилучення (див. розділ 1.1, том 1). У відповідних умовах буріння (пласти малої товщини, низької проникності, з вертикальною тріщинуватістю, з підшовною водою і т. ін.) горизонтальні свердловини забезпечують економічну доцільність і рентабельність експлуатації родовищ.

У табл. 5.1 наведені, за J.F. Giannesini, результати розкриття нафтових пластів горизонтальними свердловинами, які пробурені різними зарубіжними фірмами, і порівняння дебітів цих свердловин з дебітами вертикальних. Із наведених даних випливає, що продуктивність горизонтальних свердловин кратно перевищує продуктивність вертикальних.

Таблиця 5.1

Порівняння продуктивностей горизонтальних і вертикальних свердловин

Місце знаходження свердловин	Компанія	Довжина горизонтальної частини стовбура, м	Результати порівняння
Мічиган (США)	«Trand-Well Oil»	76	Дебіт попередньо непродуктивної свердловини 97,5 м³/добу нафти і 17,2 тис. м³/добу газу
Юта (США)	«Skyline-Oil»	67 і 145 (два горизонтальних стовбури)	З попередньо непродуктивної свердловини за 2 роки видобуто 13,5 тис. т нафти
Данія	«Maersk»	460–760	Початкові дебіти у 2–4 рази вищі, ніж у вертикальних свердловинах
Британський сектор Північного моря	«British Petroleum»	565	При випробуванні одержано 955 м³/добу нафти (набагато вище за дебіт вертикальних свердловин)
Уїллістонський басейн (США)	«Meridian»	610–1000	Одержані дебіти 41–44 м³/добу нафти і 9,5 тис. м³/добу газу (у вертикальних свердловинах – 9,5 м³/добу нафти і 1000 м³/добу газу)
Прадхо-Бей, Аляска (США)	«Standard-Alaska-Production»	300–490	Початкова продуктивність у 3,5 рази вища, ніж у вертикальних свердловинах
Яванське море (Індонезія)	«Arco»	300–760 (тонкий пласт)	Коефіцієнт продуктивності в середньому у 5,4 рази вищий, ніж для вертикальних свердловин

Профіль горизонтальної свердловини складається з двох спряжених між собою частин: направляючої частини та горизонтальної ділянки.

Під *направляючою частиною профілю* слід розуміти частину стовбура свердловини від її гирла до точки із заданими координатами на покрівлі або безпосередньо в самому продуктивному пласті, що є початком горизонтальної ділянки.

На відміну від похилих свердловин при проходженні направляючої частини горизонтальної свердловини потрібно на проектній глибині вивести стовбур свердловини не тільки в точ-

ку із заданими координатами, але також, що дуже важливо для подальшого проходження горизонтальної ділянки, під заданим кутом.

Оскільки горизонтальна ділянка призначена для подальшого розкриття продуктивного пласта, який може мати різноманітні форми та структуру, то в свою чергу горизонтальна ділянка профілю повинна мати відповідну геометрію. При проектуванні горизонтальних свердловин використовують тільки J-подібний тип профілю.

За величиною радіуса кривизни стовбура розрізняють три типи профілю горизонтальної свердловини: з великим, середнім та малим радіусами (рис. 5.7).

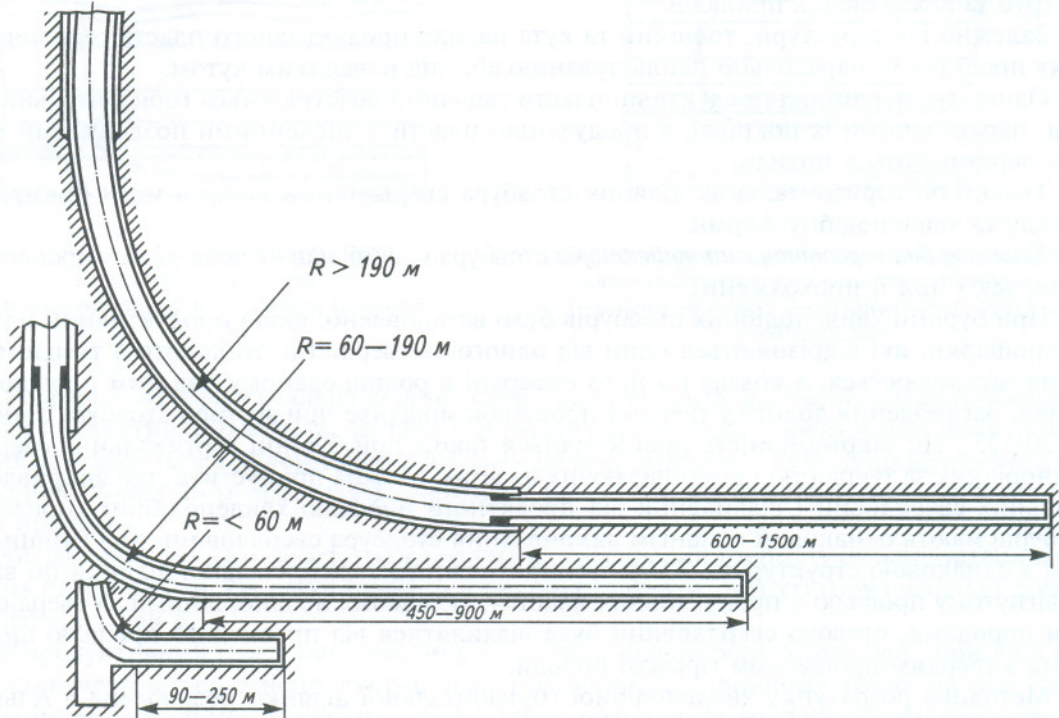


Рис. 5.7. Схема горизонтальних свердловин з великим ($> 190 \text{ м}$), середнім ($60\text{—}190 \text{ м}$) і малим ($< 60 \text{ м}$) радіусами кривизни

Горизонтальні свердловини з великим (понад 190 м) радіусом кривизни можуть бути реалізовані при кущовому бурінні на суші і на морі, а також при бурінні окремих свердловин з великим відхиленням від вертикалі при довжині горизонтальної ділянки 600–1500 м. При спорудженні таких свердловин використовуються стандартна техніка та технологія похило-скерованого буріння, які дозволяють отримувати максимальну інтенсивність викривлення 0,7–2,0 град/10 м.

Горизонтальні свердловини із середнім радіусом кривизни застосовуються при бурінні як поодиноких свердловин, так і для відновлення продуктивності експлуатаційних свердловин. При цьому максимальна інтенсивність викривлення свердловини перебуває в межах від 3 до 10 град/10 м (радіус 60–190 м) при довжині горизонтальної ділянки 450–900 м. Горизонтальні свердловини із середнім радіусом найбільш економічні, оскільки мають значно меншу довжину стовбура у порівнянні із свердловинами з великим радіусом. Вони також забезпечують найбільшу точність попадання стовбура у задану точку поверхні продуктивного горизонту, що особливо важливо при розбурюванні малопотужних нафтових та газових пластів.

Горизонтальні свердловини з малим радіусом кривизни успішно застосовуються при розбурюванні родовищ, які перебувають на пізній стадії експлуатації, а також для буріння стовбура свердловини з вирізаної ділянки експлуатаційної колони. Профіль свердловини з малим радіусом викривлення дозволяє розмішувати насосне обладнання у вертикальній частині стовбура та забезпечує найбільшу точність попадання її стовбура в задану точку поверхні продук-

тивного горизонту. При цьому радіус кривизни стовбура свердловини менший 60 м, а інтенсивність викривлення більша 10 град/10 м при довжині горизонтальної ділянки 90—250 м.

Зі зменшенням радіуса кривизни погіршуються умови роботи труб у свердловині, знижується імовірність проходження в свердловину вибійних двигунів, геофізичної апаратури, обсадних труб. Проте частка свердловин із середнім та коротким радіусами кривизни в загальному обсязі зростає.

У практиці горизонтального буріння в Росії профілі з малими та ультрамалими радіусами викривлення не застосовуються через відсутність спеціального бурового інструменту, бурильних труб та вимірюючих приладів.

Залежно від структури, товщини та кута нахилу продуктивного пласта горизонтальну ділянку проектують паралельно напластуванню або під невеликим кутом.

Однорідні поодинокі продуктивні пласти звичайно розбурюються горизонтальними ділянками, паралельними їх покрівлі, а продуктивні пласти з численними позовжніми пропластами перетинаються похило.

Траєкторії горизонтальних ділянок стовбура свердловини можуть мати пряму, увігнуту, випуклу та хвилеподібну форми.

Хвилеподібна горизонтальна траєкторія стовбура є найбільш складною як у процесі проектування, так і при її проходженні.

При бурінні хвилеподібних стовбурів було встановлено: якщо продуктивний пласт включає прошарки, які відрізняються один від одного за твердістю, то долото в твердому прошарку не заглиблюється, а ковзає по його поверхні в розташованому над ним прошарку м'якої породи. Заглиблення долота у твердий прошарок можливе при зустрічі стовбура з ним під кутом 20—25°. Ця закономірність простежується також при бурінні вертикальних свердловин у неоднорідних за твердістю і крутопадаючих пластах. Можна припустити, що викривлення вертикальних свердловин і відхилення від проектного профілю хвилеподібних горизонтальних стовбурів мають однаковий механізм викривлення стовбура свердловини при бурінні гірських порід з однаковою структурою. Тому при проходженні горизонтальної ділянки по випуклому чи увігнутому профілю в продуктивних пластах, складених неоднорідними за твердістю гірськими породами, стовбур свердловини буде відхилятися від проектного профілю при зустрічі долота з твердим прошарком гірської породи.

Методика розрахунку хвилеподібної горизонтальної ділянки розроблена в Альметьевському УБР ВО «Татнефть» (Республіка Татарстан, Росія). Відповідно до цієї методики профіль хвилеподібної горизонтальної ділянки складається з двох спряжених між собою інтервалів: увігнутого і випуклого. Радіуси викривлення цих інтервалів визначаються з умови вписування хвилеподібної горизонтальної ділянки в нафтонасичену частину продуктивного пласта. Технологія проведення цієї горизонтальної ділянки така.

Продуктивна частина пласта розкривається відхилювачем під заданим кутом, і надалі збільшення зенітного кута стовбура свердловини до 95—100° відбувається безпосередньо в продуктивному пласті. Подальше буріння до проектної глибини проводиться без орієнтації за допомогою КНБК, призначеної для зменшення зенітного кута з невеликою інтенсивністю.

У практиці горизонтального буріння профіль горизонтальної ділянки, як правило, проектується *прямолінійним* або *випуклим*.

При проходженні горизонтальної ділянки її фактичний профіль часто відрізняється від проектного. Таке становище в горизонтальному бурінні пояснюється відсутністю надійних КНБК для стабілізації і малоінтенсивної зміни кута горизонтального стовбура, а також систем контролю за траєкторією свердловини.

У продуктивних пластах (однорідних або неоднорідних) невеликої товщини (5—7 м на глибині залягання до 800 м і 10—15 м на глибині залягання 800—2000 м) горизонтальну ділянку стовбура розташовують за траєкторією, *паралельною покрівлі та підшві пласта* (рис. 5.8).

Малопроникні нафтові пласти значної товщини з переважаючою вертикальною тріщиноватістю у водоплаваючих покладах з активною підшошвою водою (рис. 5.9) розбурюють *паралельним горизонтальним стовбуром*. Такий профіль свердловини дозволяє перетнути значно більшу кількість у продуктивному пласті вертикальних тріщин. Крім того, завдяки великій поверхні

фільтрації стає доцільною експлуатація свердловин з невеликою депресією для попередження прориву води по тріщинах. Навіть за умов значного зменшення депресії, у зв'язку з багаторазовим розширенням зони дренування, горизонтальні свердловини дають великі дебіти.

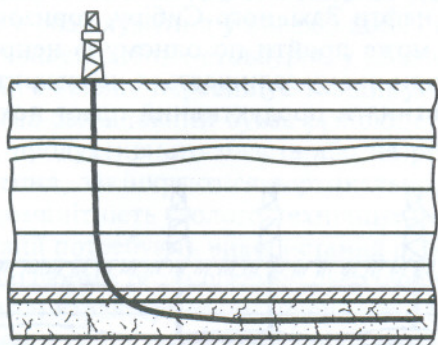


Рис. 5.8. Схема розташування горизонтального стовбура в продуктивному пласті малої товщини

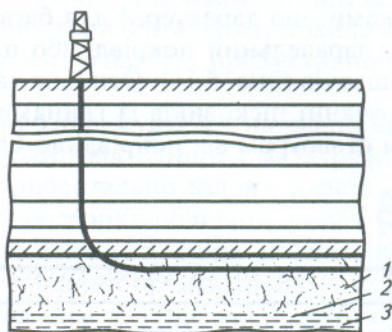


Рис. 5.9. Схема розкриття пластів з вертикальною тріщинуватістю горизонтальним стовбуром:
1—нафтовий пласт; 2—водонафтовий контакт;
3—водяна зона

Якщо паралельна горизонтальна ділянка стовбура проводиться у безпосередній близькості від покрівлі продуктивного пласта, то така горизонтальна ділянка проектується випуклою і її проведення здійснюється з малоінтенсивним зменшенням зенітного кута. В продуктивних пластах товщиною понад 20 м проведення горизонтальної ділянки можна здійснювати також за випуклим профілем.

Для збільшення продуктивності горизонтальних свердловин і терміну їх експлуатації в умовах низьких пластових тисків рекомендується використовувати увігнуті горизонтальні ділянки (О.М. Григорян, 1969 р.).

Якщо продуктивний пласт має невелику товщину і неоднорідну структуру, при якій продуктивні зони чергуються з непродуктивними пропластками, причому точне розшарування продуктивних зон невідоме, то такі пласти доцільно розкривати хвилеподібним горизонтальним стовбуром (рис. 5.10).

Така траєкторія горизонтальної ділянки може з успіхом використовуватись у покладах платформного типу, коли товщина пласта і пропластків змінюється за площиною, продуктивний переріз є недостатньо стійким, а в безпосередній близькості над ним залягають породи, які потребують надійної ізоляції обсадними трубами з їх цементуванням. Поклади такого типу широко розповсюджені в Росії (наприклад, у Західному Сибіру). В цих умовах за рахунок шаруватості будови продуктивного пласта внаслідок частого перешарування пісковиків пропластками глин або аргілітів розкриття пласта паралельним і похило-скерованим стовбуром не завжди буває доцільним.

Перспективними є розробки техніки і технології буріння траєкторій хвилеподібних стовбурів, які дозволяють багаторазово (до 6—10 разів) перетинати продуктивний пласт. За необхідності слід передбачити ізоляцію продуктивного пласта кріпленням обсадною колоною і цементуванням її з наступною перфорацією проти нафтоносних пластів. Буріння таких свердловин дозволить значно покращити розробку нафтових родовищ згаданого типу (наприклад, у Західному Сибіру), оскільки підвищується ймовірність багаторазового розкриття кожного із прошарків, що рівнозначно ущільненню сітки свердловин. Це приводить до збільшення як поточних відборів нафти, так і кінцевої нафтовіддачі.

Хвилеподібний стовбур у порівнянні з похило-скерованим і паралельним стовбурами при однаковій проходці в межах продуктивного пласта забезпечує за інших рівних умов значно більший дебіт. Хвилеподібний стовбур доцільно використовувати при відсутності у покрівлі і у підшві активних водоносних, газоносних і поглинаючих пластів, оскільки можливі виходи

стовбура за межі пласта. Не слід використовувати хвилеподібний профіль горизонтальної ділянки для розкриття невеликих за товщиною продуктивних пластів, що складаються із прошарків гірських порід, які різко відрізняються за твердістю.

При наявності неоднорідних пластів невеликої товщини, розчленованих непроникними прошарками, що характерні для багатьох відкладів нафти Західного Сибіру, горизонтальний стовбур, паралельний покрівлі або підшві пласта, може пройти по одному із непродуктивних прошарків (рис. 5.11). Основна частина розрізу при цьому залишається нерозкритою. При перешаруванні пісковиків із глинами доцільно перетинати продуктивний пласт похило-скерованим стовбуром від покрівлі до його підшви.

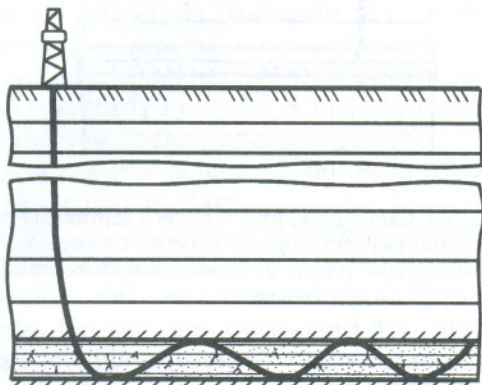


Рис. 5.10. Схема розкриття шаруватих пластів хвилеподібним горизонтальним стовбуром

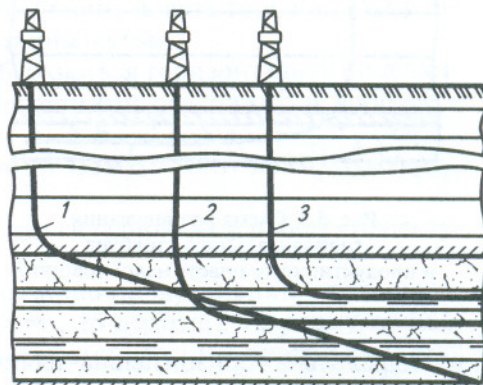


Рис. 5.11. Схема розкриття шаруватого продуктивного пласта: 1—похило-скерований стовбур; 2, 3—паралельні стовбури відповідно в непроникному і проникному шарах

Малонахилені горизонтальні ділянки проектується переважно тангенціальними. Якщо геологічні або інші умови не дозволяють здійснювати стабілізацію zenітного кута безпосередньо у продуктивному пласті, то використовуються *горизонтальні ділянки випуклої або увігнутої форми*.

Оптимальна протяжність горизонтальної ділянки нафтовидобувних свердловин за критерієм мінімальних витрат становить 400—500 м при середніх глибинах 1200—2600 м, а за критерієм мінімальних загальних витрат на розробку родовища нафти 700—800 м. Максимальна протяжність горизонтальної ділянки відповідно до рекомендацій М.Г. Абдурахманова і Н.Ф. Кагарманова (1989 р.) становить 0,5—1,9 від глибини свердловини.

Траєкторія направляючої частини профілю горизонтальних свердловин вибирається із урахуванням перш за все реалізації запланованих параметрів горизонтальної ділянки в зазначеному місці продуктивного пласта з використанням сучасних технічних засобів і технологій.

Траєкторія направляючої частини залежить від таких факторів:

гірничого геологічні умови буріння, структура і літологія гірських порід, розташованих безпосередньо над продуктивним пластом, який розкривається;

конструкція свердловини;

протяжність горизонтальної ділянки;

статичний рівень пласта;

потужність продуктивного пласта;

можливість існуючої технології горизонтального буріння.

5.1.4. БАГАТОВИБІЙНІ СВЕРДЛОВИНИ

Принциповою схемою при багатовибійному розкритті пластів є розгалужена свердловина. Видобуток нафти проводиться з одного стовбура, найближчого до вертикалі, а розгалуження служать додатковими дренажними каналами, через які нафта надходить до основного стовбу-

ра із віддалених ділянок нафтоносного пласта, а також із розкритих стовбурами високопродуктивних тріщин або лінз, що містяться між звичайними одновибірними свердловинами і не охоплені розробкою ділянки пласта (О.М. Григорян, 1969 р.). Іншими словами, під *багатовибірними свердловинами (БВС)* мають на увазі свердловини, у яких в нижній частині основного стовбура є розгалуження у вигляді двох і більше протяжних горизонтальних, похило-скерованих або хвилеподібних стовбурів, у кожного з яких інтервал розкриття продуктивного пласта в два рази і більше перевищує товщину пласта.

Форма свердловини буває різною: стовбури можуть розгалужуватися на різній висоті від підосви продуктивного пласта або на різних відстанях один від одного і мати різні радіуси викривлення, закінчуватися вертикально, похило або горизонтально вздовж пласта.

Різноманітність геолого-технічних умов, різний стан розробки родовищ, умови і способи експлуатації потребують використання різних траєкторій, кількості і протяжності стовбурів БВС.

Вибір форми розгалуження свердловин залежить від товщини продуктивного пласта і його літологічної характеристики, наявності або відсутності над ним пластів, які потребують ізоляції. Радіуси викривлення стовбурів і глибини місць забурювання залежать від пластового тиску, режиму покладу і методів підтримання пластового тиску. Профілі стовбурів, їх довжина і кількість розгалужень залежать від ступеня неоднорідності продуктивного пласта, товщини пласта, літології розподілення твердості порід, ступеня стійкості розрізу. Вибір проекту БВС для кожного конкретного родовища здійснюється на основі спільного розгляду зазначених геолого-технічних умов.

На даний час розроблено багато різних форм розгалуження і профілів стовбурів БВС, які відрізняються один від одного кількістю розгалужень, їх формою і протяжністю.

У процесі експлуатації пробурених БВС було встановлено, що входи у додаткові стовбури, забурені в стійких ділянках розрізу, зберігаються протягом усього періоду роботи свердловини і забезпечують потрібне попадання труб для ремонту або експлуатації. Також було встановлено, що за необхідності додаткові стовбури можна закріплювати перфорованими хвостовиками з конічним розширенням на верхньому кінці.

Основне завдання при спорудженні БВС — отримання максимальних поточних і накопичених відборів нафти за умови довготривалого використання стовбурів під час експлуатації.

Умовно розділяють такі типи траєкторій БВС:

багатовибірні свердловини з горизонтальними і похило-скерованими стовбурами, пробуреними із основного стовбура;

багатоярусні свердловини;

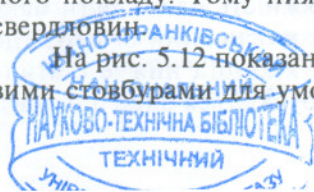
радіальні свердловини, в яких із одного горизонтального стовбура буриться система радіальних стовбурів.

Багатовибірні свердловини з горизонтальними і похило-скерованими стовбурами, як свідчить промисловий досвід, були пробурені, в основному, для розробки нафтових родовищ із низьким пластовим тиском, а точніше, для дорозробки покладів із високов'язкими нафтами, шаруватих продуктивних пластів, а також для дегазації вугільних пластів тощо. Реальна форма траєкторії БВС визначається зазначеними цілями, а кількість стовбурів змінюється від 2 до 11.

БВС використовують на нафтових родовищах із товщиною продуктивних пластів від декількох метрів до декількох десятків і навіть сотень метрів, які залягають горизонтально або з невеликим нахилом. При цьому поклади істотно різняться один від одного за характером неоднорідності: деякі з них близькі до однорідних, інші мають явно виражену шарувату будову, треті характеризуються значною зональною неоднорідністю і т. ін.

Розробка типових траєкторій БВС загалом досить складна через різноманітні геолого-технологічні та експлуатаційні умови, і це завдання має розв'язуватися конкретно для кожного покладу. Тому нижче будуть наведені тільки загальні підходи до проектування таких свердловин.

На рис. 5.12 показані схеми БВС із вертикальним основним та горизонтальними додатковими стовбурами для умов покладу з однорідним пластом.



В однорідному пласті стовбури БВС розміщують в середній за товщиною частині пласта при напірних режимах, а у покладах із гравітаційним режимом — в нижній частині пласта. Бажано, щоб траєкторії стовбурів мали таку форму, як показано на рис. 5.13, тобто з невеликим їх підняттям до верхньої частини пласта, охопленого розробкою за допомогою БВС. При водонапірному режимі у разі великого покладу з радіусом контуру живлення 1000 м в однорідному пласті товщиною 15 м дебіт нафти чотиривибірної свердловини з горизонтальними стовбурами довжиною 100 м і радіусом 0,1 м за інших однакових умов більший за дебіт тривибірної свердловини на 6% і менший за дебіт п'ятивибірної свердловини на 2%. У зв'язку з цим в однорідних пластах в одній БВС нема необхідності бурити більше чотирьох стовбурів. Оскільки всі реальні пласти в тій чи іншій мірі є неоднорідними, а в нафтопромисловій практиці досить часто зустрічається шарувата неоднорідність, при якій проникність пласта у вертикальному напрямку дорівнює нулю або є близькою до нього (при наявності в розрізі продуктивної частини пласта глинистих прошарків), то буріння горизонтальних стовбурів за цих умов буде недоцільним.

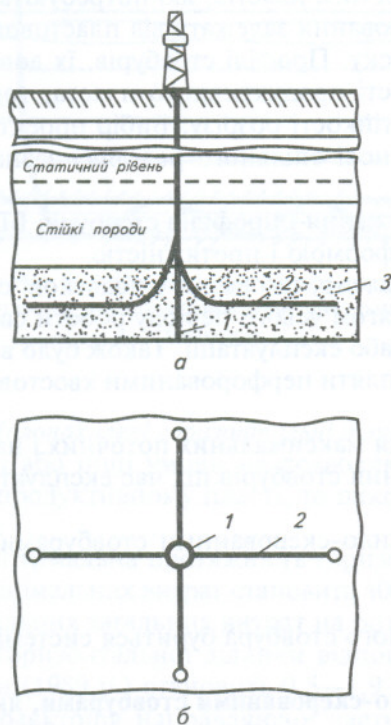


Рис. 5.12. Схема профілю (а) і плану (б) БВС із вертикальним основним та горизонтальними додатковими стовбурами:
1, 2—основний та додаткові стовбури;
3—нафтовий пласт

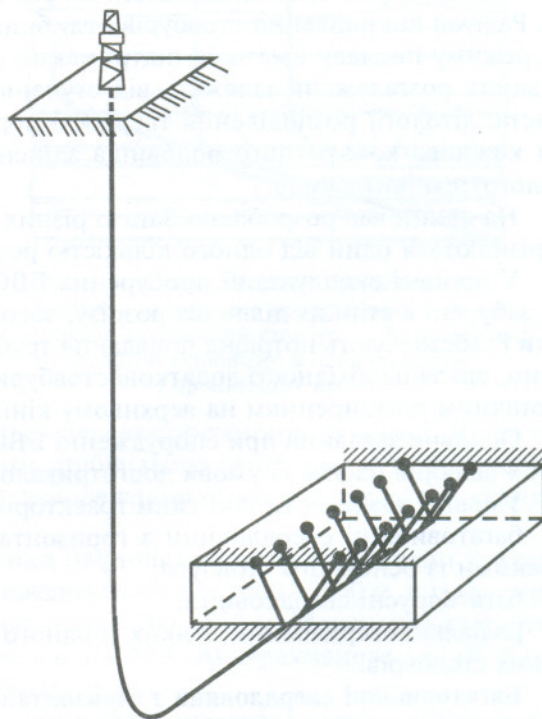


Рис. 5.13. Схема траєкторії БВС для розробки покладу на гравітаційному режимі (додаткові стовбури підняті вверх до покрівлі пласта в периферійній зоні ділянки покладу)

На рис. 5.14,а показані схеми профілю і план БВС, стовбур якої розташований на поверхні конуса з вершиною вище покрівлі пласта у стійких породах (вапняках, ущільнених мергелях тощо).

У цих породах здійснюється розгалуження стовбурів БВС. Статичний рівень знаходиться вище за технічно можливу глибину забурювання верхнього розгалуження і вище межі стійких порід. Нижня частина розрізу не має водоносних, поглинаючих або інших прошарків, які б вимагали ізоляції свердловини обсадною колоною і цементування.

При цьому відхилення стовбурів БВС один від одного та їх протяжність мають бути максимально можливими. Для досягнення тривалого перетікання нафти в основний стовбур, де буде розташований глибинний насос, розгалуження слід забурювати якомога нижче статичного рівня. Як показано на рис. 5.14,а, у даному разі розгалуження забурюється вище покрівлі

продуктивного пласта і стійкість усього розрізу має забезпечити збереження як місць розгалужень, так і самих стовбурів у процесі тривалої експлуатації свердловини. Крім того, збереження у початковій формі місць розгалужень (без розвитку жолобів і розширення) дозволить у процесі експлуатації опускати труби для промивання і ремонту додаткових стовбурів. При цій формі БВС основний стовбур кріпиться експлуатаційною колоною, дещо не доходячи до місця найбільшого розгалуження. Нижні інтервали додаткових стовбурів за необхідності можуть бути закріплені перфорованими хвостовиками з конічним розширенням на верхніх кінцях для полегшення спуску в них труб під час ремонту. Кріплення перфорованими хвостовиками доцільно використовувати тільки тоді, коли в розрізі є прошарки, які можуть осипатися і створювати пробки в стовбурах у процесі експлуатації свердловини.

На рис. 5.14,б показано БВС у плані, на якому видно проекції похило-скерованих стовбурів, що розкривають продуктивний пласт від покрівлі до підшови.

Похило-скеровані стовбури в шаруватому пласті повинні мати кут нахилу від вертикалі не менше 60° . У шаруватому або зонально неоднорідному пласті стовбури БВС можуть мати хвилеподібний профіль (рис. 5.15). Якщо продуктивний пласт невеликої товщини має високий пластовий тиск або перебуває під дією процесу підтримання пластового тиску, а безпосередньо над продуктивним пластом залягають нестійкі породи, які дуже утруднюють буріння викривлених або похилих стовбурів, а також водонесні, газонесні або поглинаючі пласти, що потребують обов'язкового перекриття стовбура обсадною колоною з цементуванням, а в розрізі (в середній або нижній його частині) є інтервал, складений стійкими і потужними породами (наприклад, ангідрити, доломіти і т. п.), то тоді доцільно застосовувати профіль БВС, показаний на рис. 5.16. У стійкій і потужній ділянці розрізу здійснюють розгалуження БВС із одночасним кріпленням додаткових стовбурів в інтервалах нестійких водогазових або поглинаючих порід. Місця розгалужень стовбурів передбачається залишати без кріплення на час експлуатації свердловини. За необхідності продуктивний пласт може бути закріплений короткими, попередньо перфорованими хвостовиками.

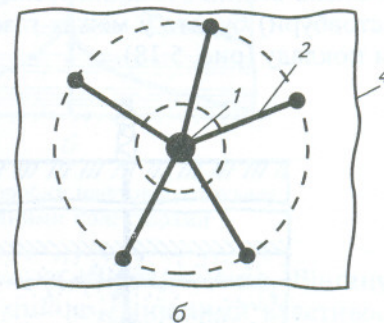
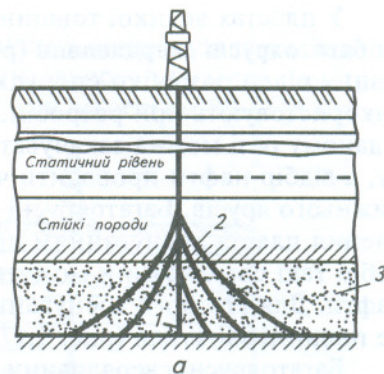


Рис. 5.14. Схема профілю (а) і плану (б) БВС із розгалуженим стовбуром над продуктивним пластом:
1, 2—основний та додаткові стовбури;
3—нафтовий пласт

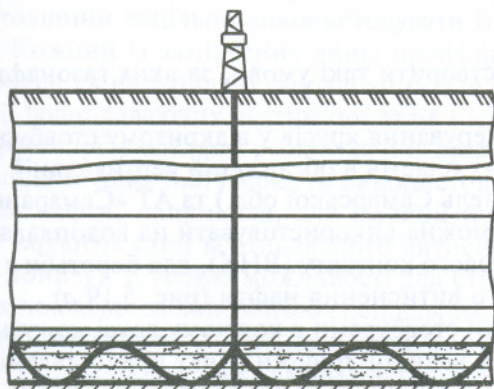


Рис. 5.15. Схема профілю БВС із вертикальним основним та хвилеподібними додатковими стовбурами в шаруватому пласті

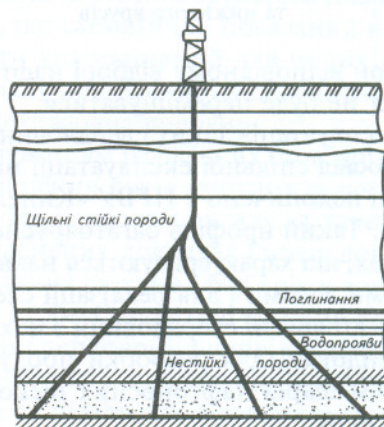


Рис. 5.16. Схема розгалуження БВС у шаруватому розрізі

У пластах великої товщини (100 м і більше) в деяких випадках доцільно використовувати **багатоярусні свердловини** (рис. 5.17). В кожному ярусі бурять 3—4 додаткові стовбури. Для різних цілей розробки споруджують 2—3 яруси горизонтальних стовбурів. Такі свердловини використовують при розробці, наприклад, покладів із високов'язкими нафтами. Теплоносій в даному разі можна закачувати циклічно в середній ярус свердловин у визначеному порядку, а відбір нафти проводити через ярус додаткових горизонтальних стовбурів із верхнього і нижнього ярусів. Багатоярусні свердловини можуть використовуватися для рівномірного охоплення пласта дренаванням при схемах вертикального витиснення зверху донизу. При розробці такі свердловини можуть створювати умови для найбільш повного і швидкого відбору нафти. Для кращого дренавання пласта напрямки окремих стовбурів у плані в різних ярусах не повинні збігатися (рис. 5.17,б).

Багатоярусні свердловини з горизонтальними стовбурами можуть бути рекомендовані для покладів великої товщини, які мають газову шапку. В цьому разі верхній ярус стовбурів (3—4 стовбури) бурять у межах газової шапки, нижній ярус стовбурів — у межах нафтової частини покладу (рис. 5.18).

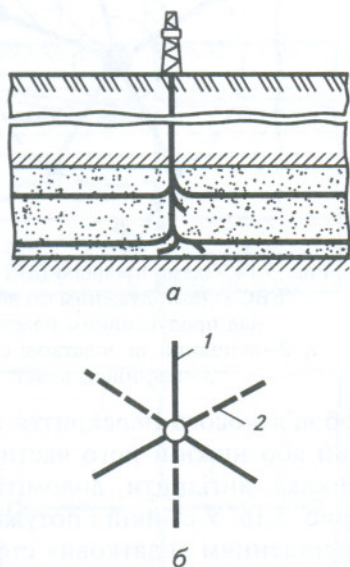


Рис. 5.17. Схеми профілю (а) і плану (б) багатоярусної свердловини:
1, 2—стовбури відповідно верхнього та нижнього ярусів

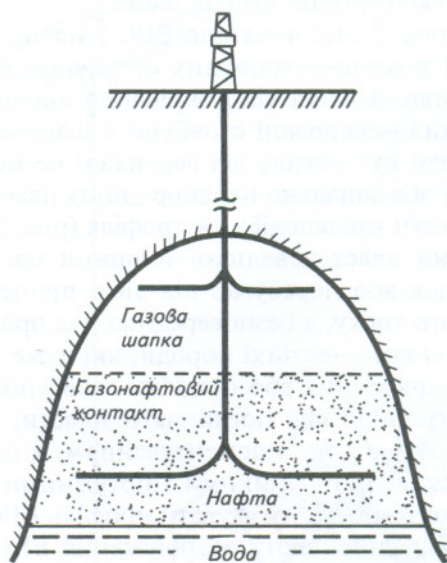


Рис. 5.18. Схема можливого застосування багатоярусних свердловин при розробці нафтогазових покладів

При відповідному відборі нафти і газу можна створити такі умови, за яких газонафтовий контакт не буде переміщуватися.

Експлуатація таких свердловин вимагає розпакування ярусів у відкритому стовбурі. Деякий досвід спільної експлуатації нафтових і газових пластів в обсаджений вертикальній свердловині накопичено в НГВУ «Кинельнефть» (м. Кінель Самарської обл.) та АТ «Самаранефть» (Росія). Такий профіль багатоярусної свердловини можна використовувати на водоплаваючих покладах, які характеризуються наявністю водонафтового контакту (ВНК), для боротьби з підшовними водами і для реалізації схем вертикального витиснення нафти (рис. 5.19,а).

Багатоярусні свердловини з похило-скерованими стовбурами в кожному ярусі можуть бути рекомендовані для розробки продуктивних пластів великої товщини, які представлені чергуванням шарів нафтоносних пісковиків і пісків із непроникними шарами глин та мергелів (рис. 5.19,б).

Сучасна технологія буріння **радіально-розгалужених свердловин** дозволяє на глибині від 300 до 3000 м із горизонтального стовбура довжиною до 900 м пробурити на відстані 5 м один

від одного стовбури протяжністю до 150 м із кутами нахилу площини викривлення радіально-го стовбура до горизонтальної площини від 0 до 360°. Із горизонтального стовбура діаметром 178—216 мм можна пробурити до 100 і більше радіальних стовбурів діаметром 89—115 мм.

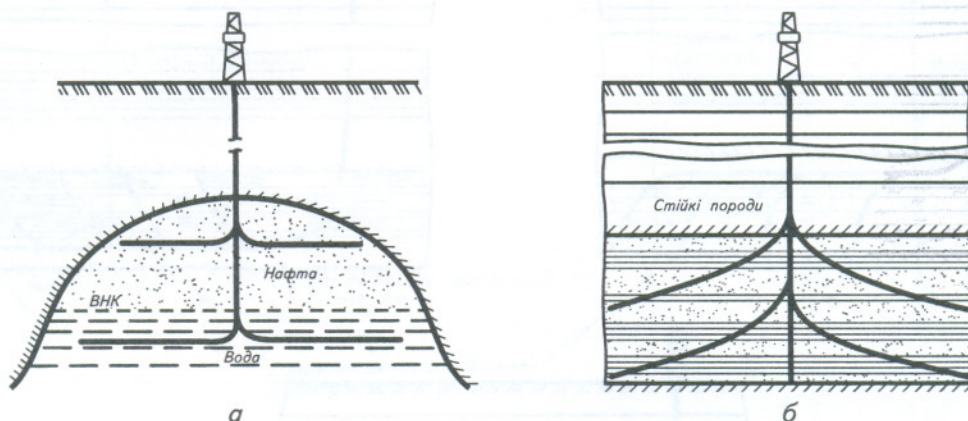
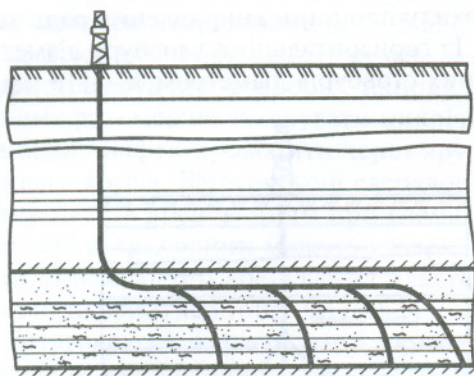


Рис. 5.19. Схематичний профіль багатоярусної свердловини для розробки нафтового покладу:
а—з активною підшовною водою; б—з шарувато-неоднорідними колекторами

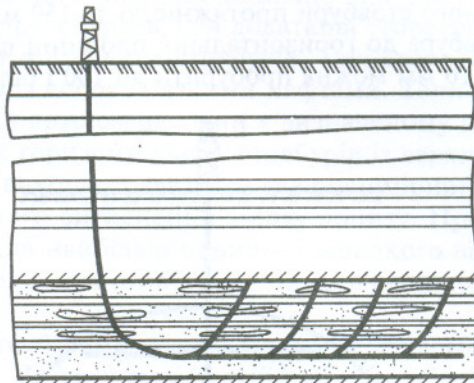
Більшість родовищ Західного Сибіру (наприклад, Карамівське, Вінчаяхінське, Вінгапу-рівське та багато інших) характеризується погіршеними фільтраційно-ємнісними властивос-тями колекторів, високою розчленованістю розрізу, пониженими значеннями початкової нафтонасиченості і, як результат, дуже малою продуктивністю видобувних свердловин. Якщо найпродуктивнішою частиною пласта є його верхня частина, в якій розташований нафтоно-сний шар великої товщини, то в цих умовах можна використовувати профіль БВС, показаний на рис. 5.20,а. Цей профіль БВС не має недоліків горизонтальних і похило-скерованих сверд-ловин. Основний горизонтальний стовбур БВС проводиться у верхній частині пласта в най-більш продуктивному шарі, а вибій, як і всі додаткові стовбури, розкриває продуктивний пласт до його підшови.

Кількість радіальних стовбурів буде визначатися ступенем неоднорідності пласта, і кож-ний вибій такої свердловини замінятиме вертикальну свердловину, розташовану на місці його буріння. Якщо найбільш продуктивна ділянка пласта — нафтонасичені лінзи або нафтонаси-чені шари пісковиків, що часто перешаровуються, то їх краще використовувати як видобувні або як нагнітальні радіально-розгалужені свердловини, профіль яких показаний на рис. 5.20,б. При розміщенні найбільш продуктивного прошарку в середній частині шаруватого пласта ве-ликої товщини доцільно використовувати БВС із профілем, що схематично показаний на рис. 5.20,в. Кожний із зазначених вище профілів БВС може бути використаний для інших цілей, наприклад, як нагнітальні свердловини для розрізання покладу при блочному обводненні, для ізоляції водоплаваючих частин покладів і нафтових зон нафтогазових родовищ.

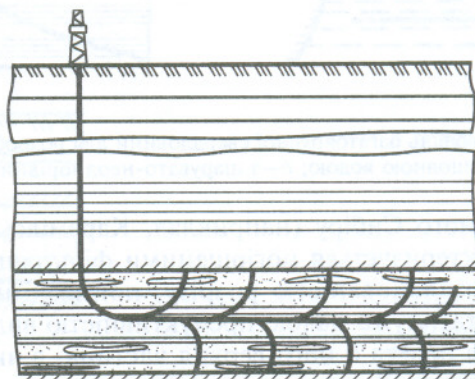
Траєкторії радіально-розгалужених свердловин з розташуванням радіальних стовбурів в од-ній площині (рис. 5.21) можуть використовуватися для вирішення різноманітних задач видо-бування нафти, наприклад, для ізоляції газової шапки нафтогазового покладу, а також для різних варіантів схем вертикального витиснення нафти в масивних покладах (знизу доверху і зверху донизу). Є великі можливості для створення непроникних екранів і бар'єрів у водопла-ваючих покладах за допомогою спеціальних гелей, цементів і т. ін. Спеціальні системи розроб-ки з використанням радіально-розгалужених свердловин при тепловому впливі на пласт мо-жуть бути при визначених умовах доброю альтернативою шахтній і термошахтній розробкам. Горизонтальні і похило-скеровані свердловини, пробурені із підземних гірських виробок, і радіально-розгалужені свердловини, пробурені із земної поверхні, можуть бути вихідними елементами для новіших, більш ефективних підземно-поверхневих систем термошахтної роз-робки.



а



б



в

Рис. 5.20. Схеми профілів радіально-розгалуженої свердловини з розташуванням радіальних стовбурів у вертикальній площині, а горизонтального стовбура у верхній (а), нижній (б), середній (в) частинах продуктивного пласта

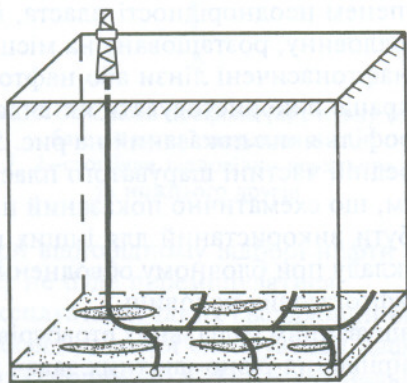


Рис. 5.21. Схема траєкторії радіально-розгалуженої свердловини з розташуванням горизонтального та радіального стовбурів у горизонтальній площині

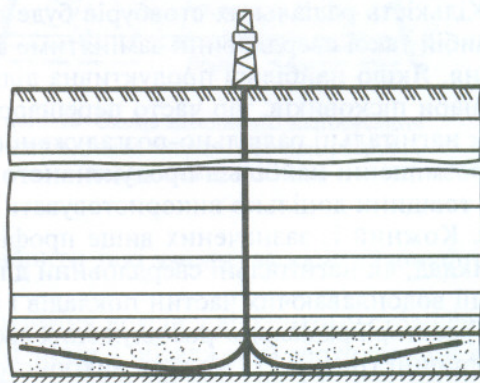


Рис. 5.22. Схема профілю радіально-розгалуженої свердловини для розробки покладу на гравітаційному режимі

Схема розробки родовищ із просторово-розміщеними стовбурами показана на рис. 5.22.

Спеціальна термінологія і класифікація БВС використовується при їх проектуванні, бурінні і завершенні провідними нафтовидобувними компаніями світу («BPX Technology», «Maersk, Oil & Gas», «Norsk Hydro», «Texaco», «Statiol», «Total Esso UK», «Chevron Technology Co», «Exxon Production Research», «Shell Oil», «Philips Petroleum», «Shell UK Expro» та ін.). Нижче, за даними ВНДІБТ, показана пояснююча схема (рис. 5.23), основні терміни і класифікація БВС.

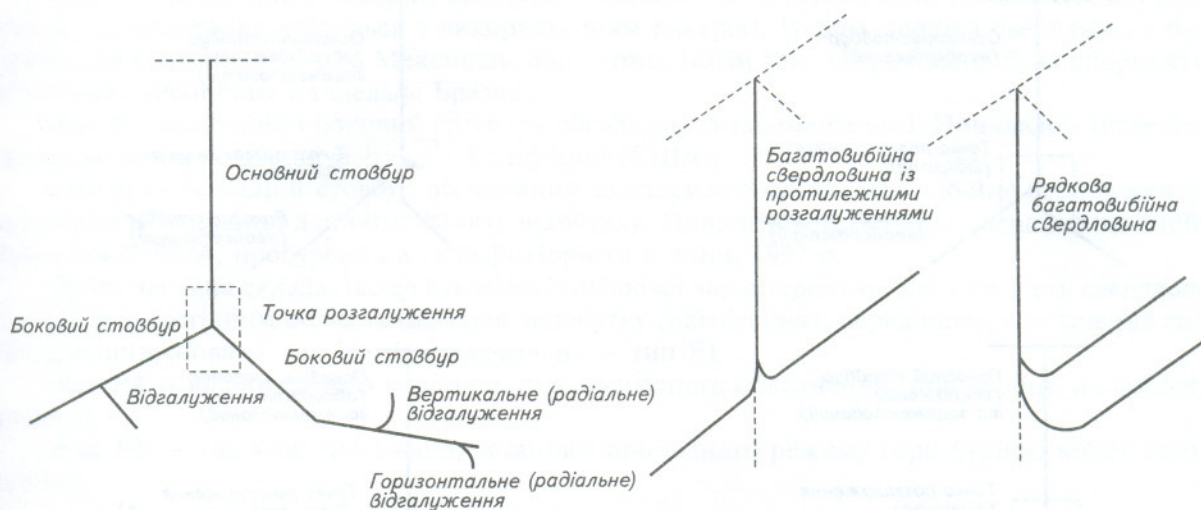


Рис. 5.23. Пояснююча схема до термінів при бурінні багатовибійних свердловин

Багатовибійна свердловина включає основний стовбур і один або декілька розгалужень. Основний стовбур може бути вертикальним, похилим або горизонтальним.

Боковий стовбур — стовбур, пробурений з основного стовбура свердловини.

Горизонтальне (радіальне) розгалуження — стовбур, пробурений від горизонтального бокового стовбура в горизонтальній площині.

Вертикальне (радіальне) відгалуження — стовбур, пробурений від горизонтального бокового стовбура у вертикальній площині.

Двовибійна свердловина — БВС із двома боковими стовбурами.

Багатовибійна свердловина з протилежними розгалуженнями — БВС із двома боковими стовбурами з кутом між ними 180° .

Рядкова багатовибійна свердловина — БВС із паралельними боковими стовбурами, розташованими в ряд по вертикалі один над одним.

Точка розгалуження — місце перетину основного стовбура з розгалуженнями або перетину розгалужень між собою. Є два основних типи точок розгалужень — обсаджена з цементуванням і без нього, а також необсаджена.

На рис. 5.24 показана класифікація конструкцій БВС відповідно до рівня ТАМЛ (так званий рівень «технічного просування технологій буріння БВС»).

Ця класифікація дозволяє:

- привести у відповідність тип БВС і проектований режим буріння;
- покращити ступінь порівняння складності буріння свердловин на різних родовищах;
- визначити рекомендації та вимоги до експлуатації БВС відповідних типів.

Класифікація складається з двох частин — комплексного розряду та функціонального класифікатора.

Перша частина включає одну цифрову характеристику, яка описує технологічні параметри всіх типів розгалуженої частини БВС:

тип 1 — основний стовбур і бокові розгалуження не закріплені обсадними трубами. Прикладом можуть бути свердловини на шельфі Алжиру;

тип 2 — основний стовбур обсаджений і зацементований, боковий стовбур має відкритий вибій або оснащений перфорованим хвостовиком. Наприклад, проект Sharjah (Об'єднані Арабські Емірати) і свердловини на узбережжі Італії;

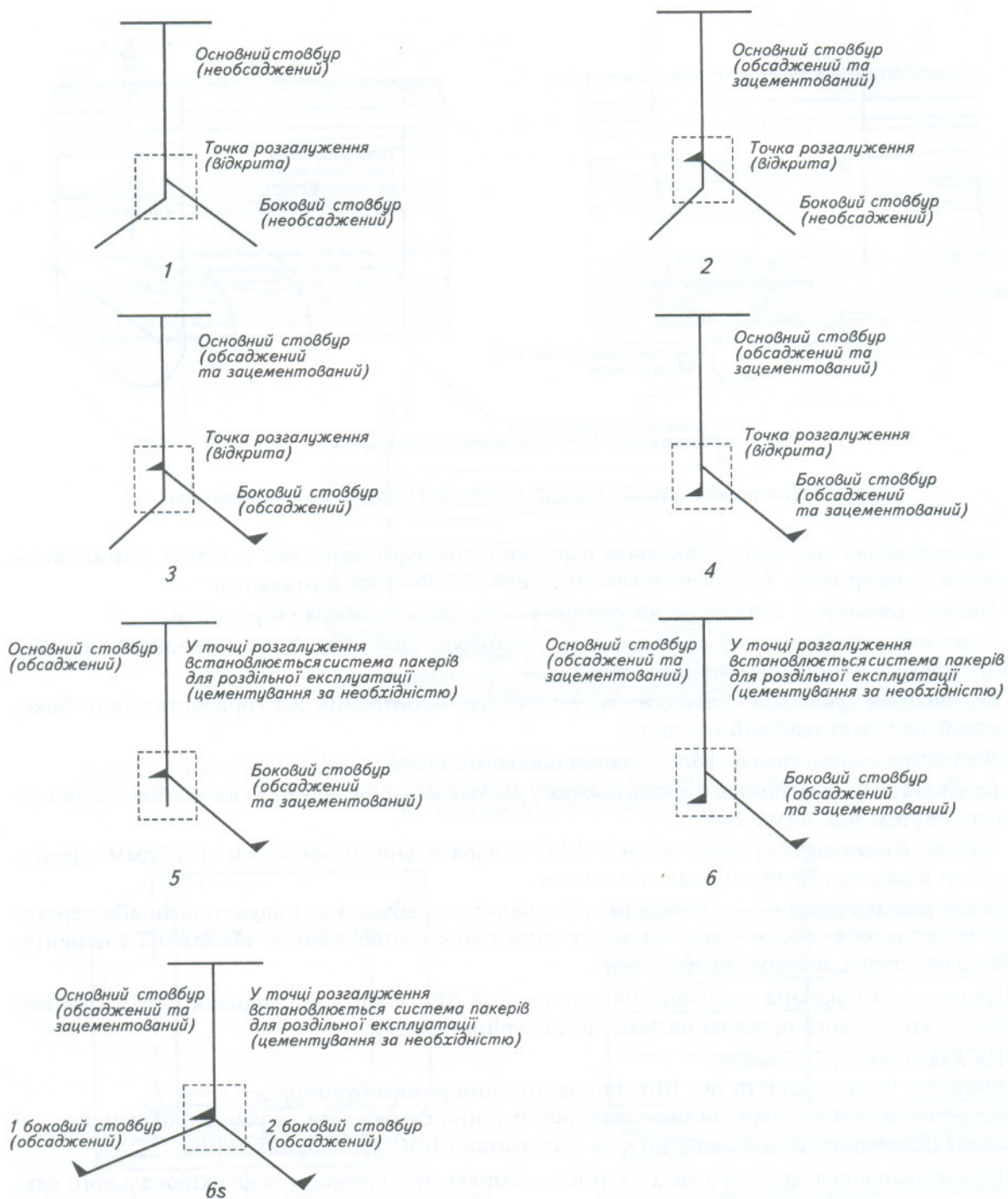


Рис. 5.24. Схема класифікації конструкцій БВС відповідно до рівня TAML

тип 3 — основний стовбур обсаджений та зацементований (можливе кріплення у точці розгалуження без цементування). Наприклад, свердловини в Омані, в Таїланді на родовищі Bongkot, а також у Габоні;

тип 4 — основний і боковий стовбури обсажені і зацементовані (боковий стовбур має перфорований хвостовик). Прикладом може бути свердловина Eldfisk Bravo 2/7-B-14B/C на шельфі Норвегії;

тип 5 — основний і боковий стовбури обсаджені та зацементовані (технологічне обладнання для видобутку кріпиться з використанням пакерів). Перша подібна свердловина була пробурена в грудні 1995 р. в Мексиканській затоці, потім така свердловина була споруджена компанією «Petrobras» на шельфі Бразилії;

тип 6 — основний і боковий стовбури обсаджені та зацементовані. Прикладом може бути свердловина на родовищі Belridge в Каліфорнії (США);

тип 6s — основний стовбур обсаджений та зацементований, має вибієне розгалуження і кріплення обладнання для роздільного видобутку. Прикладом може бути свердловина Eldfisk Bravo 2/4-X-02/A, пробурена на шельфі Норвегії в липні 1997 р.

Друга частина складається з буквеної і цифрової характеристик, які описують свердловину за її технологічним обладнанням для видобутку (нагнітання); перед нею є позначення типу свердловини (нова — тип N, відновлювальна — тип E):

тип PA — видобування з використанням насосного обладнання (при бурінні нових свердловин);

тип PN — видобування з використанням природного режиму (при бурінні нових свердловин);

тип IN — нагнітання (при відновленні свердловин);

тип MP — багатоцільові (при відновленні свердловин).

Технологічне обладнання може відрізнитися за способом завершення БВС:

одночасне видобування з усіх розгалужень;

роздільне видобування з розгалужень;

видобування з використанням концентричної колони труб.

Для характеристики технологічного обладнання точки розгалуження, по можливості повторного входження у продуктивний пласт або ремонтних робіт для відновлення продуктивності, використовуються позначення:

тип NR — без можливості повторного входження в пласт;

тип PR — з можливістю повторного входження при використанні підвісного обладнання;

тип TR — з можливістю повторного входження при використанні попередньо вирізаних вікон в обсадних трубах або колони насосно-компресорних труб (НКТ).

Для характеристики технологічного обладнання, яке використовується для контролю припливу з продуктивного пласта і нагнітання в продуктивний пласт, використовуються:

тип NON — без контролю припливу (нагнітання);

тип SEL — з контролем припливу (нагнітання) при роздільній експлуатації розгалужень (при наявності сіткового хвостовика в точці розгалуження або системи пакерів для роздільної експлуатації стовбурів);

тип SEP — з контролем припливу (нагнітання) при роздільній експлуатації розгалужень (при наявності системи пакерів для роздільної експлуатації стовбурів);

тип REM та *RMC* — відповідно з дистанційним керуванням за припливом (нагнітанням) та з дистанційним керуванням і контролем припливу (нагнітання).

Конкретна БВС може мати поєднання зазначених характеристик.

Приклад 5.1. TAML 2; N-1-PN-S/2-TR-SEL.

Конструкція БВС (тип 2): основний стовбур обсаджений і зацементований, а боковий стовбур відкритий.

Поєднання N-1-PN-S вказує, що БВС є заново пробуреною, з однією точкою розгалуження, призначена для видобування з використанням природного режиму припливу, обладнана системою пакерів в основному стовбурі.

Поєднання 2-TR-SEL дає уявлення про спосіб експлуатації, тобто про роздільний видобуток із стовбурів, при використанні технології повторного входження.

Приклад 5.2. TAML 5; E-2-IN-D/2-PR-NON/5(3.000 psi)-TR-SEP.

Конструкція БВС (тип 5) — в основному стовбурі вище точки розгалуження встановлена система пакерів для роздільної експлуатації стовбурів. Основний і боковий стовбури обсаджені і зацементовані.

Поєднання E-2-IN-D вказує, що свердловина є відновлювальною, з двома точками розгалуження, функціонує як нагнітальна, має обладнання роздільної експлуатації двох стовбурів.

Поєднання 2-PR-NON/5(3.000 psi)-TR-SEP свідчить про спосіб експлуатації БВС. Для нижньої точки розгалуження 2-PR-NON: без контролю припливу, з використанням технології повторного входження. Для верхньої

точки розгалуження 5(3.000 psi)-TR-SEP: в основному стовбурі вище точки розгалуження встановлена система пакерів на робочий тиск 3.000 psi або 20,7 МПа для роздільної експлуатації стовбурів; з використанням технології повторного входження; встановлене обладнання роздільної експлуатації двох стовбурів.

Існують системи завершення БВС:

NAML — система без доступу до розгалужень при ремонтних роботах;

DSML — система з подвійною колоною труб;

LRS — система повторного входження у продуктивний пласт.

Система NAML включає комбінацію звичайного обладнання для контролю припливу флюїду з продуктивного пласта, включаючи розгалуження основного стовбура. Ця система складається з двох пакерів, що розділяють розгалуження від основного стовбура і дозволяють здійснювати вибіркову експлуатацію розгалужень. Така конструкція не дозволяє здійснювати ремонтні роботи без піднімання системи на поверхню.

Система DSML включає поєднання з трьох пакерів, перший з яких знаходиться в розгалуженні, а другий і третій відповідно в основному стовбурі вище і нижче точки розгалуження. Ця система допускає гідравлічну ізоляцію розгалужень від основного стовбура. Унікальними особливостями системи DSML є забезпечення можливості ремонтних робіт у довільному розгалуженні свердловини при використанні звичайних технологічних операцій і технічних інструментів, а також наявність пристроїв контролю припливу флюїду із кожного розгалуження при стандартних типорозмірах фонтанної арматури. Система дозволяє здійснювати операції з кислотної обробки продуктивного горизонту.

Система LRS є удосконаленням NAML. У ній забезпечується доступ до розгалужень через вікно в обсадній колоні. Система включає два пакери, які дозволяють ізолювати основний стовбур свердловини від розгалужень. Особливістю системи є наявність спеціальних вікон в обсадній колоні, що дозволяє здійснювати ремонтні роботи в окремих розгалуженнях з допомогою колони НКТ або кабельних систем. Виклик припливу або нагнітання у бокові стовбури також здійснюється з використанням НКТ і спеціальних муфт. Ізоляція основного стовбура від окремих розгалужень здійснюється зрізанням колоною НКТ заглушок вікон для повторного доступу.

Більшість БВС можуть бути обладнані LRS, але для доступу до розгалужень потрібне спеціальне технологічне обладнання. Можливе поєднання одиночної колони НКТ і системи LRS в одній системі завершення БВС.