

5.10. ЗАБУРЮВАННЯ ДОДАТКОВИХ СТОВБУРІВ ДЛЯ ВІДНОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Скероване буріння додаткових стовбурів з обсаджених свердловин є одним з ефективних засобів збільшення продуктивності малодебітних свердловин за рахунок розкриття пропущених продуктивних об'єктів або відновлення роботи свердловин, які перестали експлуатуватися з аварійних чи інших причин, а саме:

- поступового зменшення дебіту до нерентабельного рівня;
- негерметичності, зім'яття або розриву експлуатаційної колони;
- неможливості очищення фільтруючої зони свердловин від сторонніх предметів;
- складної аварії підземного обладнання;
- повної обводненості контурними водами тощо.

Недіючі свердловини можна поділити на декілька основних груп:

- ті, що перебувають у довготривалому простої і не діють внаслідок невдалого освоєння, неправильно обраного режиму роботи або невдалого капітального ремонту;
- ті, що вибули з експлуатації в початковий період розробки і експлуатації родовища;
- ті, що свого часу були закриті через високий газовий фактор.

Буріння додаткових похилих або горизонтальних стовбурів з експлуатаційної колони вертикальної або похилої свердловини дозволяє:

- відновити приплив нафти і газу;
- збільшити дебіт свердловин за рахунок розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром;
- скоротити обсяги буріння нових свердловин та зменшити капітальні вкладення на розробку родовищ.

5.10.1. ПРОЕКТУВАННЯ ТРАЄКТОРІЙ ДОДАТКОВОГО СТОВБУРА

Проектування горизонтальної проекції зводиться до вибору азимутального напрямку забурювання додаткового стовбура відповідно до варіантів:

- додатковий стовбур забурюється в довільному азимутальному напрямку;
- додатковий стовбур забурюється в заданому азимутальному напрямку.

У першому випадку клиновий відхилювач встановлюється і закріплюється в експлуатаційній колоні безорієнтовано, в другому — орієнтовано.

Точність установлення клинового відхилювача у заданому напрямку залежить від точності виміру кривизни (зенітного кута та азимута) основного стовбура ще в процесі буріння. Ця вимога має особливо важливе значення тоді, коли забурювання додаткового стовбура проводиться в інтервалі з малими зенітними кутами (до 5°). Через те, що електромагнітними інклінометрами неможливо визначити азимут кривизни в обсадній колоні, реальними шляхами підвищення точності вимірів є застосування в обсадній колоні гіроскопічних інклінометрів або використання високоточних електромагнітних інклінометрів для замірів у процесі буріння основного стовбура. Тому при бурінні нових свердловин (особливо, якщо в перспективі на них можливе проведення робіт із забурювання додаткових стовбурів з обсадної колони) доцільно

проводити заміри параметрів кривизни з використанням високоточних інклінометрів. Як один із варіантів може бути використаний інклінометричний пристрій конструкції М.В. Лігоцького та Г.І. Дранкера. Схема інклінометричного пристрою для підвищення точності виміру азимута при малих зенітних кутах показана на рис. 5.171. В основу підвищення точності покладена залежність

$$\alpha_1 = \alpha + \alpha_0,$$

де α_1 — умовна величина кута, зафіксована інклінометром у даній точці стовбура свердловини;
 α — фактичний зенітний кут;
 α_0 — стала інклінометра (кут нахилу інклінометра в шарнірній опорі відносно корпусу і встановлюється в межах 3—5°).

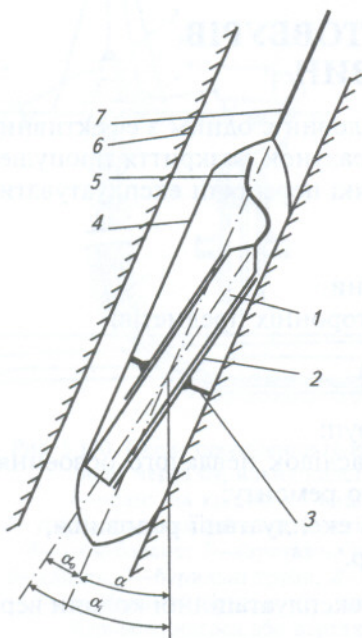


Рис. 5.171. Схема інклінометричного пристрою для підвищення точності виміру азимута при малих зенітних кутах

Пристрій складається з інклінометра 1, встановленого в діамантних направляючих 2 всередині діамантної труби (корпусу) 4, заповненої рідиною. Діамантні направляючі пов'язані з діамантною трубою шарнірним з'єднанням (опорою) 3 із можливістю обертання навколо осі діамантної труби 4 та точки перетину осей діамантної труби 4 та інклінометра 1. Центр ваги інклінометра та діамантних направляючих розміщений вище шарнірного з'єднання. Електрична лінія 5 пов'язує інклінометр з каротажним кабелем 7, на якому пристрій опускають у свердловину 6. У момент вимірювання діамантна труба 4 знаходиться в контакті з нижньою стінкою стовбура свердловини 6, тобто лежить на ній. Інклінометр 1 під дією моменту сили ваги займає таке положення, при якому його вісь, а також вісь діамантної труби 4 і лінія контакту діамантної труби із стінкою свердловини перебувають в одній площині. Заміряний азимут φ буде фактичним азимутом напрямку стовбура свердловини в заданій точці, а заміряний кут α_1 буде сумою кутів α_0 та фактичного зенітного кута α в заданій точці стовбура свердловини.

Підвищення точності замірів зенітного кута в даному пристрої досягається за рахунок збільшення установочного моменту системи в площині нахилу, а підвищення точності замірів азимута при малих зенітних кутах — за рахунок гарантованого кута α_0 нахилу інклінометра в діамантній трубі 3—5°.

При цьому розрахункова середньоквадратична похибка у вимірюванні азимута при зенітних кутах до 5° буде становити 4°, в той час, як стандартні електромагнітні інклінометри дали б похибку від 20° до 68°.

Особливої уваги заслуговує процес забурювання додаткових стовбурів у складних гірничогеологічних умовах. Зважаючи на те, що при бурінні свердловин у цих умовах потрібно враховувати вплив природного викривлення, можна за аналогією прийняти, що це в однаковій мірі стосується також буріння додаткових стовбурів.

За основу методики проектування профілів додаткових стовбурів у складних гірничогеологічних умовах можуть бути використані основні положення «Інструкції з буріння похило-скерованих свердловин по просторових профілях з використанням закономірностей природного викривлення на родовищах Прикарпаття» (К., 1986), розробленої під керівництвом М.В. Лігоцького і М.М. Величка. Суть методики полягає в такому:

перед проектуванням траєкторії додаткового стовбура потрібно вивчити і встановити закономірності природного викривлення для даного родовища або окремого блока;

з метою встановлення закономірностей природного викривлення потрібно побудувати горизонтальні проекції умовно вертикальних свердловин, пробурених на даному родовищі (блоці), проходження яких велося без примусового викривлення. Побудову бажано робити в одному масштабі для всіх свердловин та з однієї спільної точки (наприклад, з покрівлі заданого стратиграфічного горизонту, в якому планується забурювання додаткового стовбура);

для кожної із свердловин на їх горизонтальних проекціях потрібно виділити межі стратиграфічних горизонтів та визначити середнє значення азимутального напрямку відхилення стовбурів свердловин по окремих стратиграфічних горизонтах;

для кожного окремого стратиграфічного горизонту в координатах сторін світу треба побудувати графіки природного викривлення свердловин, які характеризуються середнім значенням азимутального напрямку відхилення стовбурів свердловин по окремих стратиграфічних горизонтах і товщиною цих горизонтів. Приклад таких графіків для свердловин Орів-Уличнянського тектонічного блока Східницького родовища Прикарпаття показаний на рис. 5.172;

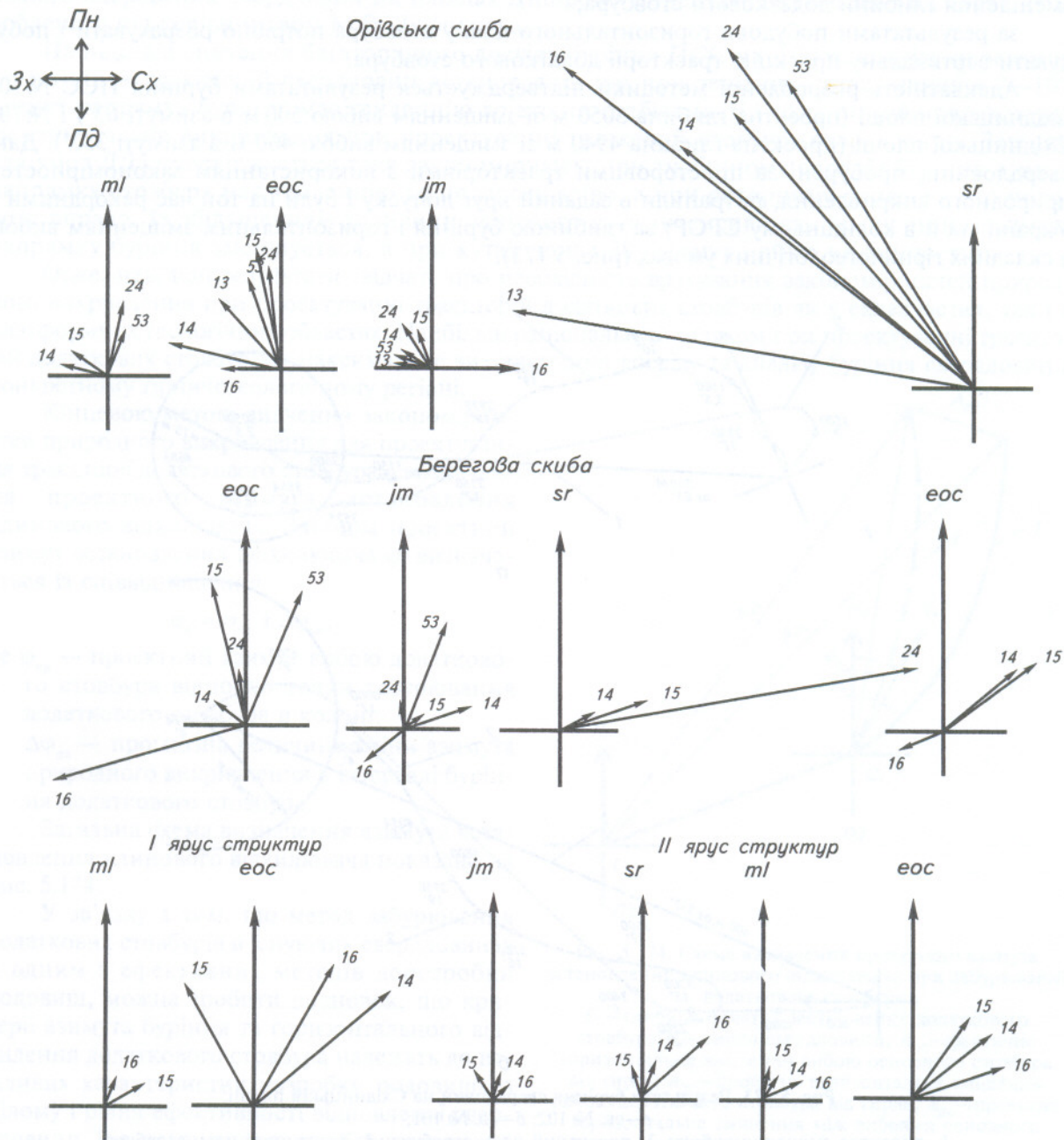


Рис. 5.172. Природне викривлення (зміщення) ділянок стовбурів свердловин від вертикалі по окремих стратиграфічних горизонтах на Орів-Уличнянському тектонічному блоці: *ml*—менілітова світа; *еос*—еоцен; *jm*—ямненська світа; *sr*—стрийська світа; 13, 14, 15 і т. д.—номери свердловин

методами математичної статистики потрібно визначити середнє значення зенітних та азимутальних кутів природного викривлення свердловин на родовищі (блоці) для кожного окремого стратиграфічного горизонту;

при аналізі природного викривлення свердловин потрібно врахувати спосіб буріння, КНБК, типорозміри доліт, параметри режиму буріння;

із врахуванням встановлених закономірностей природного викривлення треба побудувати просторову траєкторію додаткового стовбура. Побудова починається з точки, яка відповідає проектному місцезнаходженню вибою додаткового стовбура і проводиться в напрямку зменшення глибини додаткового стовбура;

за результатами побудови горизонтального плану стовбура потрібно розрахувати і побудувати вертикальну проекцію траєкторії додаткового стовбура.

Адекватність розробленої методики підтверджується результатами буріння ПСС №102 Східницької площі (проектна глибина 5050 м зі зміщенням вибою 500 м в азимуті 63°) і №101 Східницької площі (проектна глибина 4940 м зі зміщенням вибою 400 м в азимуті 337°). Дані свердловини, пробурені за просторовими траєкторіями з використанням закономірностей природного викривлення, потрапили в заданий круг допуску і були на той час рекордними в Україні (та й в колишньому СРСР) за глибиною буріння і горизонтальним зміщенням вибою в складних гірничогеологічних умовах (рис. 5.173).

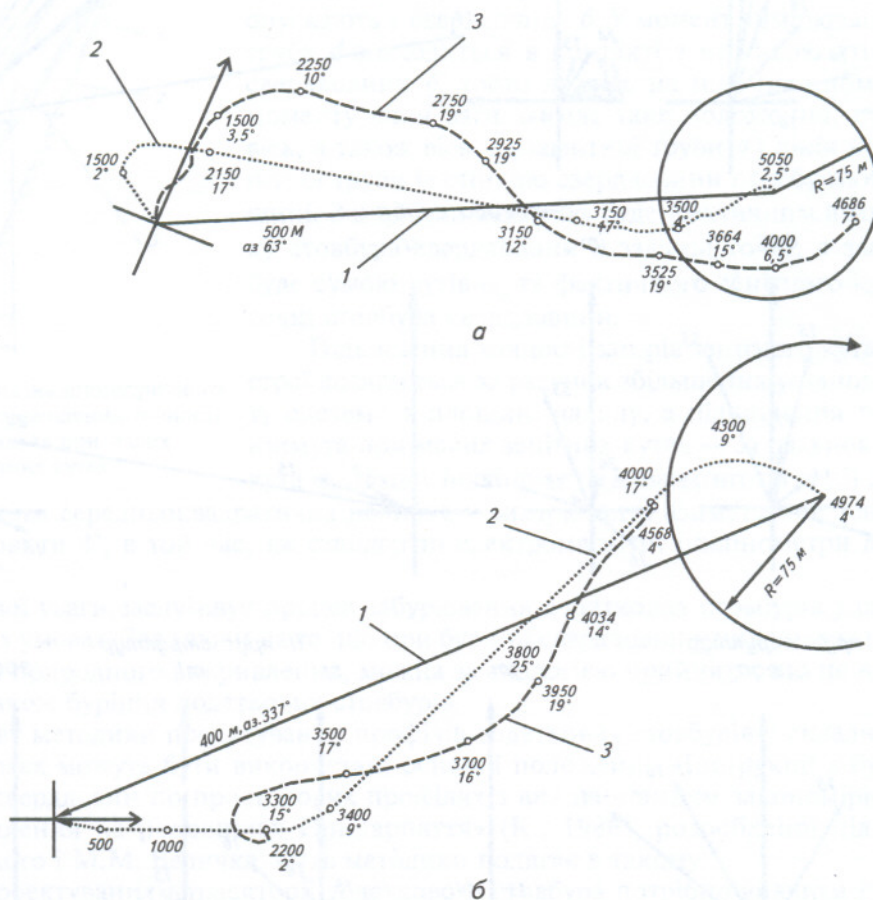


Рис. 5.173. Результати буріння свердловин на Східницькій площі:

а—св. № 102; б—св. № 101;

1—проектне зміщення вибою; 2—проектний план стовбура; 3—фактичний план стовбура

Позитивні результати одержані також при забурюванні нових стовбурів у відкритому стовбурі при ліквідації аварій у св. 13-Довбушанська і 22-Східницька. У св. № 13 новий стовбур

забурювався з глибини 3196 м безорієнтовано з використанням маятникової компоновки з двома секціями турбобура А6Ш, а в св. № 22 — з глибини 4226 м компоновкою з вибійним двигуном Д2-172М та кривим перехідником 1,5°. Подальше буріння велося прямими компоновками з періодичними інклінометричними замірами. Фактичні траєкторії нових стовбурів у цих свердловинах за конфігурацією зміни азимутального напрямку буріння майже ідентично відтворювали проектні траєкторії, побудовані за закономірностями природного викривлення.

Для умов Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) за основу методики проектування траєкторій додаткових стовбурів рекомендуються основні положення «Регламенту на буріння похило-скерованих свердловин на площах Дніпрово-Донецької западини» (К., 1986), розробленого під керівництвом М.В. Лігоцького.

На підставі вивчення багаторічного досвіду буріння ПСС на ДДЗ та аналізу проектних і фактичних траєкторій свердловин встановлено, що при зенітних кутах, менших 7–10°, азимут напрямку буріння має тенденцію до втрати стабільності і тому потрібно враховувати азимутальне викривлення при проектуванні траєкторії стовбура свердловини. Загалом для умов ДДЗ просліджується така закономірність: при турбінному способі буріння азимут напрямку стовбура має тенденцію до повороту вліво, а при роторному способі — до повороту вправо. Із збільшенням величини зенітного кута інтенсивність темпу зміни азимута напрямку буріння зменшується, а при кутах понад 20° азимут майже не змінюється.

Отже, наведені результати свідчать про необхідність врахування закономірностей природного викривлення при проектуванні траєкторій додаткових стовбурів як у складчастих, так і в платформних геологічних областях. Найбільш раціональним шляхом при проектуванні траєкторій додаткових стовбурів є максимальне використання досвіду та аналізу буріння свердловин в конкретному гірничогеологічному регіоні.

Кінцевою метою вивчення закономірностей природного викривлення для проектування траєкторії додаткового стовбура є визначення проектного азимута встановлення клинового відхилювача. Загалом проектний азимут встановлення відхилювача φ_v визначається із співвідношення

$$\varphi_v = \varphi_{пр} \pm \Delta\varphi_{пв},$$

де $\varphi_{пр}$ — проектний азимут вибою додаткового стовбура відносно точки забурювання додаткового стовбура в колоні;

$\Delta\varphi_{пв}$ — прогнозна величина зміни азимута природного викривлення в інтервалі буріння додаткового стовбура.

Загальна схема визначення азимута встановлення клинового відхилювача показана на рис. 5.174.

У зв'язку з тим, що метод забурювання додаткових стовбурів в існуючих свердловинах є одним з ефективних методів розробки родовищ, можна зробити висновок, що критерії азимута буріння та горизонтального відхилення додаткового стовбура належать до важливих характеристик розробки родовища в цілому і рівня ефективності відновленої свердловини. Від правильності та обґрунтованості вибору траєкторії додаткового стовбура в значній мірі залежить успішність виконання робіт на відповідній свердловині.

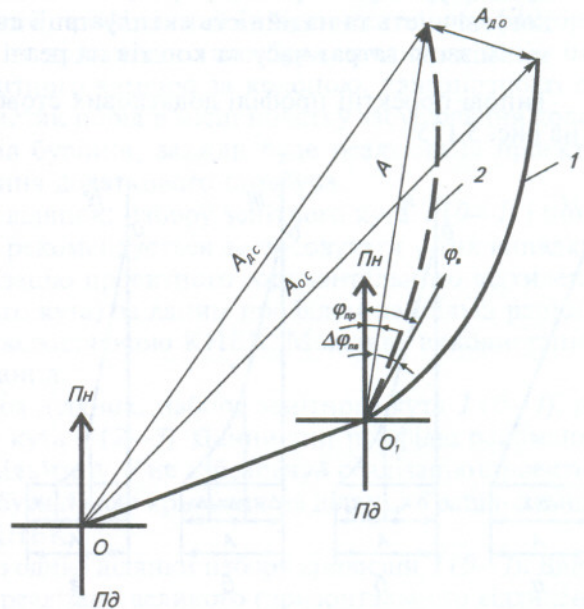


Рис. 5.174. Схема визначення проектного азимута встановлення клинового відхилювача при забурюванні додаткового стовбура:

O_1 — глибина початку забурювання додаткового стовбура; O — гирло свердловини; A_{oc} — фактичне горизонтальне зміщення вибою основного стовбура від гирла; $A_{до}$ — проектне горизонтальне зміщення вибою додаткового стовбура від гирла; $A_{до}$ — проектне горизонтальне зміщення між вибоями основного і додаткового стовбурів; A — проектне горизонтальне зміщення вибою додаткового стовбура відносно початку забурювання додаткового стовбура; 1 — фактичний план основного стовбура; 2 — проектний план додаткового стовбура

Враховуючи вищевикладене, а також досвід робіт із забурювання нових стовбурів в існуючих свердловинах в Україні та в зарубіжних країнах, є сенс розглядати зазначений технологічний процес не як дискретну аварійно-відновлювальну операцію в свердловині, а як процес із корекції системи розробки або розвідки родовища.

Виходячи з цього, кожен свердловину з додатковим стовбуром потрібно розглядати як об'єкт розробки (розвідки) родовища з чітко визначеним і обґрунтованим місцезнаходженням вибою за прийнятою сіткою розробки. Тільки при такому підході забезпечується максимальна ефективність робіт із забурювання додаткових стовбурів, тобто має витримуватися однаковий підхід до збереження раціональної сітки розробки родовища як бурінням нових свердловин, так і забурюванням додаткових стовбурів із існуючих свердловин. І основним критерієм вибору азимута буріння і горизонтального відхилення додаткового стовбура є результати моделювання системи розробки родовища (блока).

Теоретичні оцінки та гідродинамічні дослідження свідчать про високу ефективність горизонтальних, а також похилих стовбурів у порівнянні з вертикальними. Зокрема при довжині горизонтального стовбура понад 70 м і товщині пласта 50 м горизонтальна свердловина стає значно ефективнішою від вертикальної. Із збільшенням довжини горизонтального стовбура до 100—300 м дебіт різко зростає, а подальше збільшення призводить практично до прямолінійного росту дебіту. При цьому також зростає сумарна довжина перетину свердловини з ціликами нафти як за площею, так і за об'ємом.

Основними вимогами до **проектного профілю** додаткового стовбура є:

- технічна можливість реалізації проектного профілю;
- якість буріння та кріплення додаткового стовбура;
- довговічність та надійність експлуатації свердловини;
- мінімізація затрат часу та коштів на реалізацію проектного профілю.

Типові проектні профілі додаткових стовбурів, систематизовані М.В. Лігоцьким, показані на рис. 5.175.

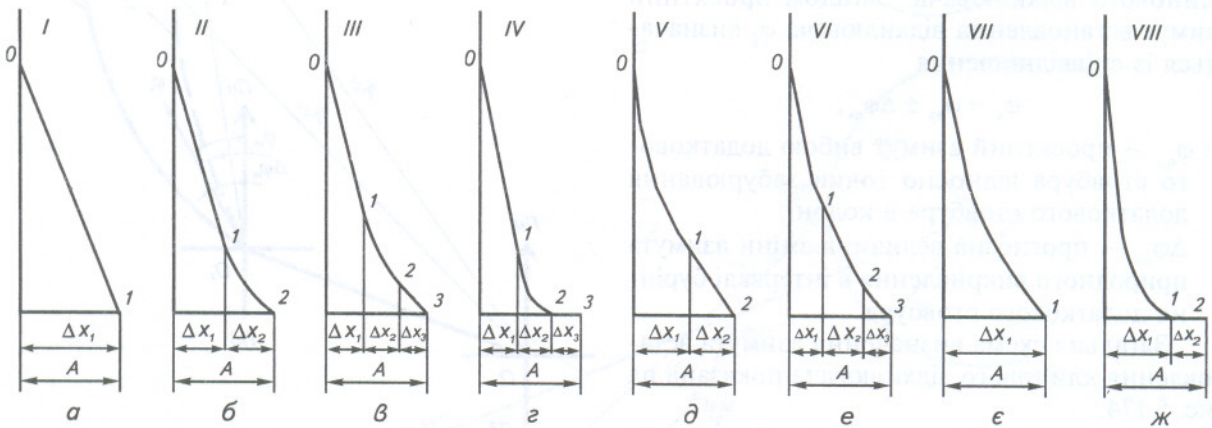


Рис. 5.175. Типові проектні профілі додаткових стовбурів

Профіль I (рис. 5.175,а) складається лише з однієї похило-прямолінійної ділянки I ($0-1$) від початку забурювання додаткового стовбура до проектного вибою в продуктивному пласті. Цей профіль характеризується тим, що для його реалізації не потрібні спеціальні орієнтовано-відхиляючі КНБК. Проектний зенітний кут буріння α_6 стовбура реалізується за рахунок досягнення розрахункової величини початкової деформації згину прямої КНБК, яка забезпечується заданою довжиною вікна, вирізаного в обсадній колоні. Цей тип профілю є найбільш простим в реалізації і найбільш економічним щодо затрат коштів і часу.

Профіль II (рис. 5.175,б) складається з двох ділянок: похило-прямолінійної I ($0-1$) і набору зенітного кута 2 ($1-2$). Даний тип профілю рекомендується застосовувати у тих випад-

ках, коли для реалізації проектної величини горизонтального відхилення додаткового стовбура допустима величина зенітного кута буріння, яка визначається деформацією КНБК у вікні, є недостатньою. Набір кривизни (зенітного кута) при застосуванні даного профілю раціональніше проводити з використанням безорієнтованих КНБК.

Профіль III (рис. 5.175,в) складається з трьох ділянок: верхньої похило-прямолинійної 1 (0—1), набору зенітного кута 2 (1—2) та нижньої похило-прямолинійної 3 (2—3). Даний тип профілю рекомендується застосовувати при бурінні додаткових стовбурів з великими горизонтальними відхиленнями, якщо профіль II не забезпечує виконання проектних задач. Набір кривизни (зенітного кута) за даним профілем найбільш раціонально проводити за одне довбання орієнтовано-відхиляючою КНБК. Можливе застосування і безорієнтованих КНБК для набору кривизни або почергове їх поєднання.

Профіль IV (рис. 5.175,г) складається з трьох ділянок: похило-прямолинійної 1 (0—1), набору зенітного кута 2 (1—2), горизонтальної (умовно-горизонтальної) 3 (2—3). Даний тип профілю застосовується при горизонтальному або умовно-горизонтальному (60—90°) закінченні додаткового стовбура. Довжина ділянки 1 при цьому визначається залежно від проектної величини горизонтального відхилення ділянок 1 і 2 або регламентується місцем забурювання додаткового стовбура, яке залежить від технічного стану експлуатаційної колони. У загальному випадку цей профіль рекомендується для горизонтального розкриття продуктивного пласта з великим горизонтальним відхиленням від основного стовбура.

Характерною особливістю профілів типів I—IV є те, що початковий зенітний кут забурювання додаткового стовбура α_0 забезпечується прямою безорієнтованою КНБК лише за рахунок геометричних розмірів вікна в обсадній колоні. Тобто при правильному підборі параметрів вікна і КНБК вплив на реалізацію проектного профілю майже всіх негативних факторів, що виникають у початковий момент забурювання додаткового стовбура, зводиться до мінімуму. Це означає, що, незалежно від стану цементного каменю за колоною, кавернозності основного стовбура, гірничогеологічних характеристик порід в місці початку забурювання додаткового стовбура, а також режимних параметрів буріння, завжди буде реалізована проектна величина початкового зенітного кута забурювання додаткового стовбура.

Профіль V (рис. 5.175,д) складається з двох ділянок: набору зенітного кута 1 (0—1) і похило-прямолинійної 2 (1—2). Даний тип профілю рекомендується застосовувати у тих випадках, коли профілі типів I—III не забезпечують реалізацію проектного горизонтального відхилення додаткового стовбура. Набір кривизни (зенітного кута) за даним профілем найбільш раціонально проводити за одне довбання орієнтовано-відхиляючою КНБК. Можливе використання і безорієнтованих КНБК або почергове їх поєднання.

Профіль VI (рис. 5.175,е) складається з трьох ділянок: набору зенітного кута 1 (0—1), похило-прямолинійної 2 (1—2) і набору зенітного кута 3 (2—3). Даний тип профілю рекомендується застосовувати в тих випадках, коли профіль типу V не забезпечує реалізацію проектного горизонтального відхилення додаткового стовбура. Набір кривизни на ділянці 3 раціональніше проводити з використанням безорієнтованих КНБК.

Профіль VII (рис. 5.175,є) складається лише з однієї ділянки набору кривизни 1 (0—1). Даний тип профілю рекомендується застосовувати для реалізації великого горизонтального відхилення додаткового стовбура, коли для цієї мети профілі типів V і VI не дають бажаних результатів. Для реалізації даного профілю раціональніше перші довбання провести з використанням орієнтовано-відхиляючих КНБК, а подальше буріння до проектной глибини — з використанням безорієнтованих КНБК. Залежно від мети можливий варіант також суцільного буріння безорієнтованими КНБК.

Профіль VIII (рис. 5.175,ж) складається з двох ділянок: набору зенітного кута 1 (0—1) і горизонтальної (умовно-горизонтальної) 2 (1—2). Даний профіль є різновидом профілю IV. Раціональніше його використовувати при наявності орієнтовано-відхиляючих КНБК, які забезпечують високу інтенсивність набору кривизни на ділянці 1.

Характерною особливістю профілів V—VIII є те, що для набору кривизни з використанням орієнтовано-відхиляючої КНБК з вибієним двигуном та механізмом викривлення (кривим

перехідником) потрібно відразу фрезерувати вікно в обсадній колоні, виходячи з умов вільного проходження через нього цієї КНБК. Будь-яка непередбачена заміна на іншу, пряму КНБК завжди призведе лише до ускладнень з реалізацією проектного профілю, тому що у цьому разі початковий зенітний кут завжди буде меншим, ніж у проектних профілів I—IV. Другою особливістю є те, що реалізація проектного профілю у значній мірі залежить від точності встановлення орієнтовано-відхиляючої КНБК у заданому азимуті буріння із врахуванням реактивного моменту вибійного двигуна, що є складним завданням, особливо при малих зенітних кутах і при тому, що орієнтування проводиться в обсадній колоні.

Тому більш вигідним з точки зору реалізації проектних профілів V—VIII є варіант початкового набору кривизни з використанням безорієнтованих КНБК з наступним спуском та встановленням в необхідному азимуті орієнтовано-відхиляючої КНБК (у відкритому стовбурі з використанням телеметричної системи або інклінометра). У даному разі мінімальність інтервалу буріння безорієнтованою КНБК визначається надійністю показників телесистеми (інклінометра) залежно від її віддалення від обсадної колоні.

5.10.2. ВИБІР КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ З ДОДАТКОВИМ СТОВБУРОМ

Одним з основних моментів у технології відновлення свердловин забурюванням додаткових стовбурів є вибір конструкції додаткового стовбура та якість його кріплення.

На практиці конструкція свердловин вибирається із урахуванням співвідношень

$$\begin{aligned} D_c &\geq k_c D_m; \\ D_c &\geq D + 2\Delta_c; \\ D_c &\geq (1,0447 + 0,00022D)D_m, \end{aligned} \quad (5.177)$$

де D_c — діаметр свердловини;

D — діаметр обсадних труб;

Δ_c — мінімальний радіальний зазор між свердловиною та обсадною колоною;

D_m — діаметр муфт обсадних труб;

k_c — коефіцієнт, що враховує величину радіального зазору між свердловиною та обсадною колоною.

Виконання умов (5.177) забезпечує якісне кріплення свердловини.

Для нормальної експлуатації свердловин з додатковим стовбуром критерії вибору конструкції мають бути аналогічними критеріям для нових свердловин. Діаметр експлуатаційної колоні (хвостовика) для кріплення додаткового стовбура треба обирати з урахуванням виду пластового флюїду, очікуваного дебіту, пластового тиску, методів проведення геофізичних, ремонтних та ловильних робіт тощо.

Але, враховуючи специфіку технологічних робіт, вирішальними стають умови вільного спуску через існуючу обсадну колону і вікно в ній експлуатаційної колоні (хвостовика) для кріплення додаткового стовбура та наявність відповідних типорозмірів доліт для буріння додаткового стовбура.

Досвід забурювання додаткових стовбурів свідчить, що не завжди є технологічна можливість виконати умови (5.177). Зазначена причина є стримуючою для відновлення свердловин з експлуатаційними колонами діаметром 146, 140, 127 та 114 мм.

З аналізу нормального ряду типорозмірів труб видно, що для досягнення сприятливих умов кріплення додаткових стовбурів (5.177) потрібно мати стовбур, діаметр якого більший від внутрішнього діаметра d обсадної колоні, в якій вирізається вікно, тобто

$$D_c > d.$$

Виконання цієї умови значно спрощує вибір типорозміру колоні-хвостовика. Тоді вирішальною стає умова вільного спуску хвостовика через існуючу обсадну колону і вікно.

Виходячи з цього, М.В. Лігоцьким сформульовані умови вибору діаметра хвостовика для кріплення додаткового стовбура (рис. 5.176)

$$\begin{aligned} D_{\text{хв}} &\leq d_{\text{min}} - 2\Delta_{\text{min}}; \\ D_{\text{хв}} &\leq D - \delta_{\text{max}} - 2\Delta_{\text{min}}, \end{aligned} \quad (5.178)$$

де $D_{\text{хв}}$ — зовнішній діаметр труб хвостовика;

$d_{\text{min}}, \delta_{\text{max}}$ — відповідно мінімальний внутрішній діаметр та максимальна товщина стінки труби в існуючій обсадній колоні в інтервалі від гирла до вікна;

Δ_{min} — мінімально допустимий радіальний зазор між хвостовиком і обсадною трубою ($\Delta_{\text{min}} = 5\text{--}10$ мм).

З умови (5.178) випливає, що раціональною є конструкція хвостовика із застосуванням безмуфтових труб нормального ряду типорозмірів. Як хвостовик можуть використовуватися безмуфтові гладкі обсадні труби з трапецієподібною різьбою типу ОГІМ, міцність різьбового з'єднання яких становить близько 50% від міцності тіла труби. Можливе застосування НКТ або бурильних труб з відрізними замками і нарізаною різьбою типу ОГІМ по тілу труби (товщина стінки має бути не менше 8 мм).

Теоретично можна обґрунтувати, що у свердловині з відповідними діаметрами обсадних колон і товщинами стінок труб можна спускати для кріплення додаткового стовбура безмуфтові хвостовики, допустимо можливий діаметр яких наведено в табл. 5.59.

Питання вибору фактичної конструкції хвостовика має вирішуватися для кожної свердловини індивідуально, залежно:

від забезпечення спеціальним розширювальним породоруйнівним інструментом;

від фактичних даних про товщини стінок обсадної колоні свердловини;

від фактичних даних щодо прохідності хвостовика через обсадну колону і вікно тощо.

При позитивному вирішенні двох перших пунктів прохідність хвостовика максимально допустимого діаметра через обсадну колону свердловини має забезпечуватись перед початком робіт після встановлення клинового відхилювача шляхом контрольного спуску у свердловину шаблону з 2—4 труб, які входять до комплекту конструкції хвостовика. В разі непрохідності хвостовика вказану операцію проводять з трубами меншого діаметра або при можливості проводять спеціальні внутрішньосвердловинні роботи для досягнення прохідності хвостовика даного діаметра.

Прохідність хвостовика через вікно перевіряють аналогічно після закінчення бурінням проектного інтервалу. За умов непрохідності хвостовика проводять роботи по калібруванню вікна спеціальними КНБК. Після цього знову перевіряють прохідність через вікно.

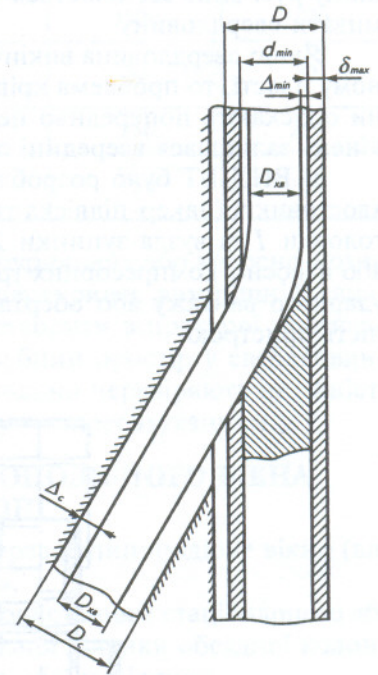


Рис. 5.176. Розрахункова схема для проектування конструкцій свердловин з додатковим стовбуром

Таблиця 5.59

Рекомендовані діаметри хвостовика для кріплення додаткового стовбура залежно від діаметра обсадної колоні свердловини

Параметр	Зовнішній діаметр обсадної колоні D у свердловині, мм								
	114,3	127	139,7	146	168,3	177,8	193,7	219,1	244,5
Товщина стінки обсадної колоні δ_{max} , мм, не більше	8	8	8	11	9	11	12	12	12
Зовнішній діаметр труб хвостовика $D_{\text{хв}}$, мм, не більше	88,9	101,6	114,3	114,3	146	146	146	177,8	193,7

В монолітних стійких породах додаткові стовбури не закріплюють обсадними трубами. У продуктивних пластах, складених нестійкими породами, стовбур має закріплюватися хвостовиком, попередньо перфорованим, або хвостовиком з наступним його цементуванням. Для надійного від'єднання від бурильного інструменту застосовують спеціальний роз'єднувальний пристрій (рис. 5.177). Він складається з воронки 2, стовбура 1 та фіксуючого замка 7, розташованого на ніпелі хвостовика 4. Попередньо на стовбур роз'єднувального пристрою накручують бурильні труби. Потім хвостовик опускають у свердловину, вводять до забуреного відгалуження та опускають до вибою. В колону вкидають кулю 3 для приведення в дію замка. При подачі рідини в колону бурильна труба від'єднується від хвостовика. Посадкова втулка 6 при подальшому русі вниз звільняється від кулі 3 під дією штиря 5. Через вивільнений отвір можна промивати свердловину.

Якщо свердловина викінчується лише одним похилим стовбуром, пройденим у продуктивному пласті, то проблема кріплення свердловини спрощується. В забурену частину свердловини опускають попередньо перфорований хвостовик з таким розрахунком, щоб його верхній кінець залишався всередині основної експлуатаційної колони.

У ВНДІБТ було розроблено конструкцію пристрою для підвіски та герметизації колон-хвостовиків (пакер-підвіски типу ПП, рис. 5.178, табл. 5.60). Він складається з ущільнювальної головки 1 та вузла зупинки 2, який забезпечує від'єднання пристрою від колони бурильних або насосно-компресорних труб двома способами: осьовим натягом після спуску в колону труб ударного вантажу або обертанням колони труб вправо, що підвищує експлуатаційну надійність пристрою.

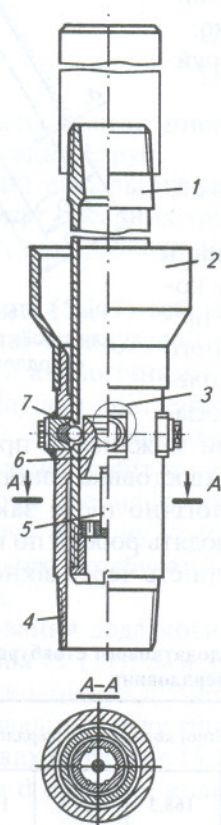


Рис. 5.177. Схема роз'єднувального пристрою для спуску та від'єднання хвостовика

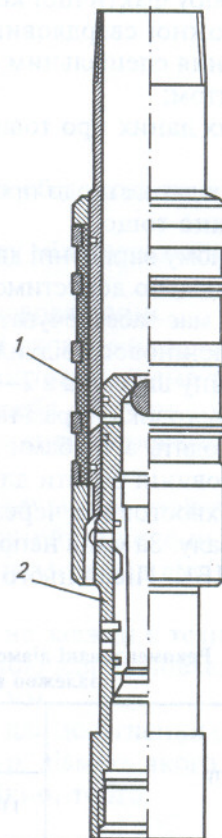


Рис. 5.178. Схема пакера-підвіски типу ПП

Технічні характеристики пакерів-підвісок

Параметр	Шифр пакера-підвіски		
	ПП-140	ПП-146	ПП-168
Умовний діаметр обсадної колони, в якій встановлюється пакер-підвіска, мм	140	146	168
Зовнішній діаметр пакера-підвіски, мм	112	117	138
Діаметр прохідного каналу пакера-підвіски, мм	65	65	85
Довжина пакера-підвіски, мм	1020	1020	1020
Максимальний перепад тиску між зонами в обсадній колоні, які роз'єднуються, МПа	30	30	30
Максимальне осьове навантаження на пакер-підвіску, кН	250	250	250
Максимальна температура в свердловині на глибині встановлення пакера-підвіски, °C	150	150	150

Після спуску хвостовика на задану глибину в колону труб (бурильних або насосно-компресорних) вкидають кулю, яка при промиванні свердловини перекриває внутрішній канал пристрою. При надлишковому тиску 28—30 МПа, який треба створити в пристрої протягом 15—20 хв, ущільнювальний елемент надійно запакує міжтрубний простір у свердловині. Після зниження надлишкового тиску в пристрої натягуванням колони перевіряють надійність підвішування хвостовика, а герметичність міжтрубного простору — опресовуванням.

5.10.3. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ДЛЯ ВИРІЗАННЯ ЩІЛИНОПОДІБНОГО ВІКНА АБО ДІЛЯНКИ В ОБСАДНІЙ КОЛОНІ

В обсаджений свердловині додатковий стовбур забурюють через щілиноподібне вікно (виріз) або в інтервалі суцільновирізаної ділянки в обсадній колоні.

Забурювання додаткового стовбура може проводитись із використанням стаціонарного або знімного клинового відхилювача, встановленого в інтервалі вирізної ділянки обсадної колони або з використанням вибійних двигунів-відхилювачів в інтервалі цієї ж ділянки.

Забурювання через щілиноподібний виріз в колоні здійснюють у три етапи:

встановлюють клиновий відхилювач;

фрезерують виріз у колоні;

забурюють додатковий стовбур.

У вітчизняній практиці найбільш поширені **відхиляючі клини**, які встановлюються на цементний вибій, з фіксацією корпусу в обсадній колоні за допомогою плашок (рис. 5.179). Зарубіжні фірми частіше використовують плашкове закріплення з установленням відхиляючого клина на стику труб (рис. 5.180). У відомих конструкціях застосовувався принцип одноплощинного клинового відхилювача. У ВАТ «Український нафтогазовий інститут» (Р.В. Вінярський, М.В. Лігоцький, К.В. Булатов, В.Ф. Єременко) створена конструкція триплощинного клинового відхилювача (рис. 5.181).

Відхилювач виготовляється з ОБТ (рис. 5.181,а) або монолітної сталеві заготовки (рис. 5.181,б) і містить циліндричну частину 5, накладку 4, нижню похилу площину 3, середню вертикальну площину 2 і верхню похилу площину 1. Накладка 4 забезпечує необхідні технологічні зазори між відхилювачем і обсадною колоною та виключає можливість посадки колон труб на верхній торець (голову) клинового відхилювача.

Розрахункова схема вирізання вікна в обсадній колоні з використанням триплощинного клинового відхилювача показана на рис. 5.182.

Розрахунок основних конструктивних параметрів відхилювача зводиться до обґрунтування та визначення:

робочої довжини відхилювача l_0 ;

радіальної товщини ϵ тіла відхилювача на відрізку середньої вертикальної поверхні; довжин робочих поверхонь відповідно верхньої похилої l_v , нижньої похилої l_n та середньої l_c вертикальної;

діаметра циліндричної частини відхилювача d_o , товщини накладки Δ_n і конфігурації робочих поверхонь.

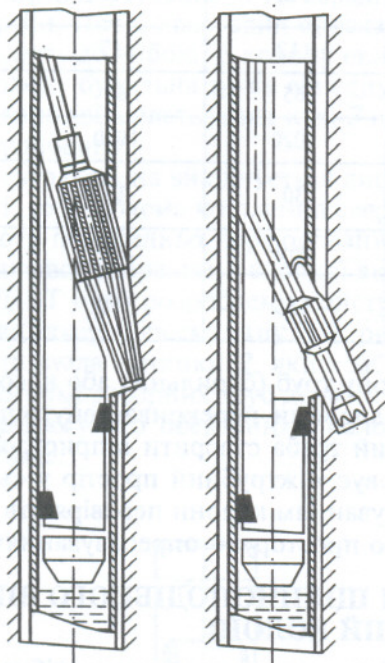


Рис. 5.179. Схема забурювання додаткового стовбура через щілиноподібний виріз у обсадній колоні

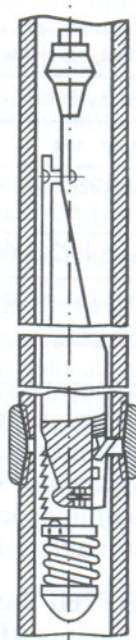


Рис. 5.180. Схема відхилювача висячого типу, який встановлюється на стику труб

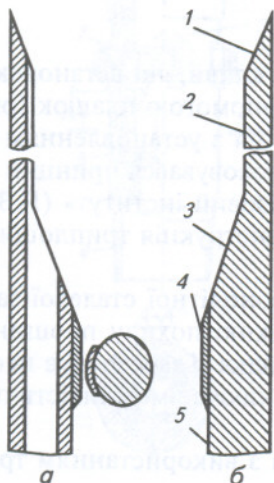


Рис. 5.181. Схема триплощинного клинового відхилювача

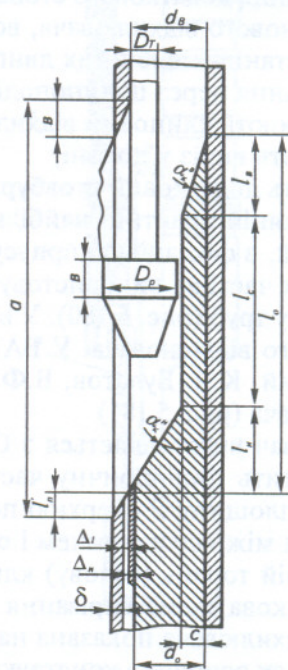


Рис. 5.182. Розрахункова схема вирізання вікна в обсадній колоні з використанням триплощинного клинового відхилювача

В основу розрахунків покладені:

мінімальна імовірність фрезерування райбером робочої поверхні відхилювача;
мінімальна сила бокового притиснення райбера до робочої поверхні відхилювача;
мінімальна сила бокового притиснення райбера до обсадної колони;
максимальна імовірність безперешкодного проходження колони труб через вікно;
мінімальний час на фрезерування вікна.

Радіальна товщина c визначається з умови мінімуму сил притиснення N_k райбера до робочої поверхні l_c при оптимальному варіанті

$$N_k = 0. \quad (5.179)$$

Для цієї умови величина c визначається із співвідношення

$$c = d_b - \frac{D_p + D_r}{2}, \quad (5.180)$$

де D_r — діаметр бурильних труб;

D_p — діаметр райбера.

У цьому співвідношенні прийнято, що тильна частина відхилювача прилягає до внутрішньої стінки обсадної колони без зазору. Із співвідношення (5.180) випливає, що при заданих конструкціях відхилювача і райбера можна підібрати діаметр бурильних труб для фрезерування вікна, при якому виконуються умови (5.179). При цьому

$$D_r \leq 2d_b - D_p - 2c.$$

Конструктивний параметр c має обмеження по величині, яке визначається прохідністю через вікно бурильних і обсадних колон. Це обмеження має вигляд

$$S_{lc} \geq S_n,$$

де S_{lc} — ширина вікна по зовнішній поверхні обсадної колони навпроти вертикальної робочої поверхні відхилювача (рис. 5.183);

$$S_{lc} = 2\sqrt{D\Delta_{lc} - (\Delta_{lc})^2};$$

$$\Delta_{lc} = \frac{(D - \delta - c)[D_p - (D - \delta - c)]}{(D - D_p) + 2[D_p - (D - \delta - c)]};$$

D , δ — відповідно зовнішній діаметр і товщина стінки обсадної колони в місці забурювання додаткового стовбура (вирізання вікна);

S_n — проектна ширина вікна.

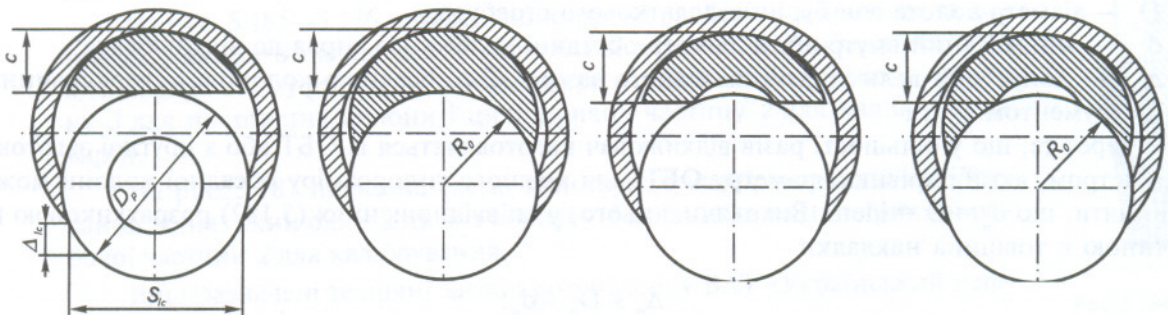


Рис. 5.183. Конфігурації робочої поверхні середньої вертикальної частини триплощинного клинового відхилювача

Оскільки величина c для відхилювача є постійною, то ширина вікна S_k також буде мати постійне значення по всій довжині вертикальної частини відхилювача l_c .

Довжина вікна a складається з таких відрізків фрезерування (рис. 5.182):

$$a = e + l'_b + l_c + l_n + l'_n = e + \frac{c - (d_b - D_p)}{\operatorname{tg} \alpha_k^b} + l_c + l_n + \frac{\delta + \Delta_1}{\operatorname{tg} \alpha_k^n}, \quad (5.181)$$

де Δ_1 — величина зазору між накладкою відхилювача та стінкою обсадної колони;

e — висота циліндричної частини райбера;

α_k^b, α_k^n — відповідно кути нахилу верхньої і нижньої частини клинового відхилювача.

Із (5.181) можна визначити довжини робочих поверхонь відхилювача та загальну довжину його робочої частини

$$l_b = \frac{c}{\operatorname{tg} \alpha_k^b};$$

$$l_c = a - e - \frac{c - (d_b - D_p)}{\operatorname{tg} \alpha_k^b} - \frac{d_o + \Delta_n - c - \delta - \Delta_1}{\operatorname{tg} \alpha_k^n};$$

$$l_n = \frac{d_o + \Delta_n - c}{\operatorname{tg} \alpha_k^n};$$

$$l_o = a - e + \frac{d_b - D_p}{\operatorname{tg} \alpha_k^b} - \frac{\delta - \Delta_1}{\operatorname{tg} \alpha_k^n}.$$

Діаметр циліндричної частини відхилювача d_o і товщина накладки Δ_n визначаються із співвідношення

$$d_o + \Delta_n = d_b - \Delta_1.$$

На практиці раціональніше користуватися співвідношеннями, які одержують із умов проходження відхилювача по всій довжині обсадної колони

$$\begin{aligned} d_o + \Delta_n &\leq D_{\text{ш}}; \\ d_o + \Delta_n &\leq D_p; \\ d_o + \Delta_n &\leq D_d. \end{aligned} \quad (5.182)$$

Причому

$$(D_{\text{ш}}, D_p, D_d) \leq d_{\min} - \Delta_{\min},$$

де $D_{\text{ш}}$ — діаметр шаблона;

D_d — діаметр долота для буріння додаткового стовбура;

$d_{\min}$ — мінімальний внутрішній діаметр обсадної колони від гирла до відхилювача;

$\Delta_{\min}$ — допустима величина мінімального зазору між обсадною колоною і свердловинним інструментом.

Через те, що у більшості разів відхилювач виготовляється із ОБТ або з круглої заготовки з діаметром, який дорівнює діаметру ОБТ, для кожного типорозміру обсадної колони можна прийняти, що $d_o = D = \text{idem}$. Виходячи з цього, у співвідношеннях (5.182) розрахунковою величиною є товщина накладки

$$\Delta_n \leq D_{\text{ш}} - d_o;$$

$$\Delta_n \leq D_p - d_o;$$

$$\Delta_n \leq D_d - d_o.$$

Накладка виготовляється у вигляді сегмента і приварюється до циліндричної частини відхилювача. Нижня похила робоча частина відхилювача обробляється разом із накладкою. Довжина накладки h_n визначається із умов

$$2d_b \leq h_n \leq 0,5 \text{ м.}$$

Робочі поверхні відхилювача як опорні елементи райбера у процесі фрезерування вікна також мають виконувати функції направляючо-центруючих елементів для підтримання прямолінійності осі вікна. Для цієї мети найоптимальнішою формою робочої поверхні середньої частини відхилювача є жолобоподібна форма з радіусом R_o (рис. 5.183), який визначається із співвідношення

$$R_o > \frac{D_p}{2}.$$

Довжина циліндричної частини відхилювача визначається із умов технологічності його виготовлення і транспортування.

У зв'язку з тим, що довжина робочої частини відхилювача залежить від проектної довжини вікна, яке може змінюватися для кожної конкретної свердловини, можна зробити висновок, що клиновий відхилювач є свердловинним спеціальним інструментом змінної довжини, який виготовляється за спеціальним замовленням. З метою уніфікації конструкції відхилювача для конкретних типорозмірів обсадної колони пропонується виготовлення партій клинових відхилювачів з подовженою середньою вертикальною площиною без готової верхньої похилої площини. При цьому довжина робочої частини відхилювача визначається із функціонального рівняння

$$l_o = f(\alpha_{\min}),$$

де $\alpha_{\min}$ — мінімально можливий зенітний кут забурювання додаткового стовбура.

Виготовлення верхньої похилої площини проводиться у процесі підготовчих робіт (до початку робіт у свердловині) після уточнення проектних параметрів.

Відхилювач може виготовлятися з монолітної циліндричної заготовки або ОБТ і встановлюватись у свердловині з використанням відомих способів.

Райбери призначені для вирізання вікна в обсадній колоні. Райбер РЦН конструкції «АзНИПИнефть» (Республіка Азербайджан) показано на рис. 5.184. Він складається з двох робочих елементів, з'єднаних між собою перехідником 2. Нижній робочий райбер 3, який має форму відсіченого конуса, прорізає колону, а верхній 1, що має циліндричну форму, калібрує виріз.

На рис. 5.185—5.186 показані конструкції райберів (сферичних та конічних), які виготовляються із монолітної заготовки. Райбери включають корпус 1 з муфтовою різьбою, сферичну або конічну робочу частину 3 для прорізання колони і циліндричну частину 2 для калібрування вирізу.

На рис. 5.187 показана схема конструкції калібратора для калібрування вікна, який складається з корпусу 1 з різьбами і циліндричної робочої частини 2 для калібрування.

Вищезазначені технічні засоби розроблені у ВАТ «Український нафтогазовий інститут».

Ріжучі елементи райберів армуються пластинками твердого сплаву марок ВК8, Т17К12, Т5К12В.

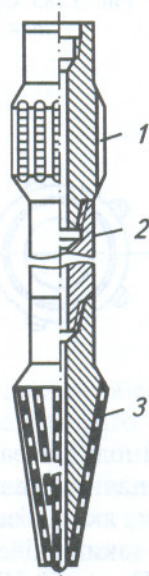


Рис. 5.184. Схема райбера РЦН конструкції «АзНИПИнефть»

Багато зарубіжних фірм спеціалізуються на випуску райберів. Поверхня райберів армується осколками карбіду вольфраму, що дає можливість після зношування повторно наплавляти робочі поверхні інструменту. Деякі фірми випускають алмазні фрези, які поєднують із фрезею циліндричної форми, розташованою вище за основну. Застосування таких фрез на глибині понад 3000 м у колонах з високоміцної сталі дозволяє скоротити кількість СПО не менше ніж на два рейси для отримання одного повнорозмірного вирізу.

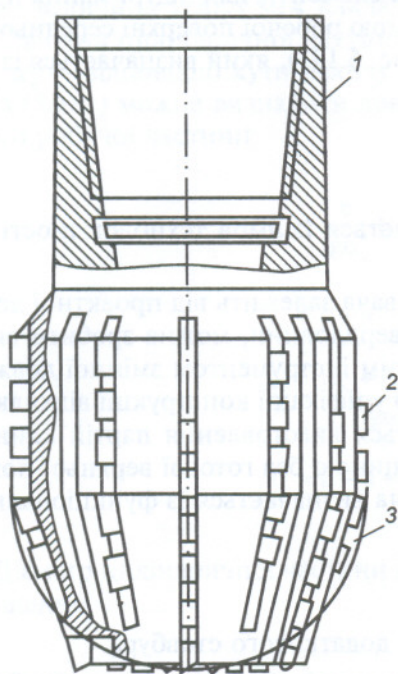


Рис. 5.185. Схема сферичного райбера для вирізання вікна

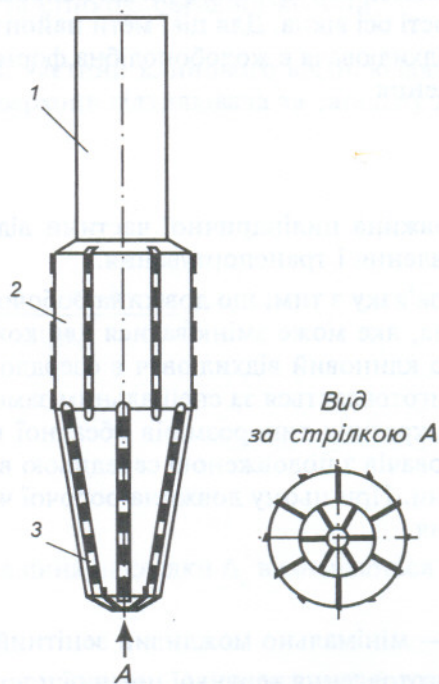


Рис. 5.186. Схема конічного райбера для вирізання вікна

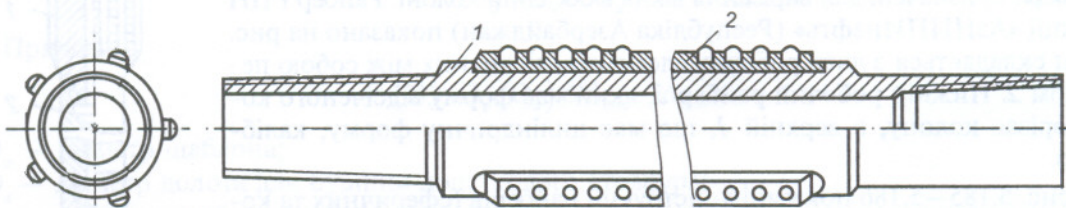


Рис. 5.187. Конструкція калібрування вікна

Іноді для забурювання додаткового стовбура із обсадженої свердловини повністю вирізають ділянку колони в необхідному інтервалі. Для цього застосовують секційні (інтервальні) фрези, які є різновидом розсувних бурильних інструментів. У ВНДІБТ було розроблено два типи таких універсальних вирізаючих пристроїв: УВ114 (рис. 5.188) та УВУ (рис. 5.189).

Пристрій УВ114 призначений для вирізання ділянок обсаджених колон діаметрами 140 і 146 мм. До складу пристрою входять: циліндр 1, поршень 2, насадка 3, кільця 4, 6, 21; гвинти 5, 29; втулка 7, пружина 8, штовхач 9, гайки 10, 11; вставка 12, шпонка 13, фіксатор 14, пластинка 15, болти 16, 18; корпус 17, шайби 19, 27; упор 20, вісь 22, чека 23, різець 24, штир 25, направляюча 26, хвостовик 28.

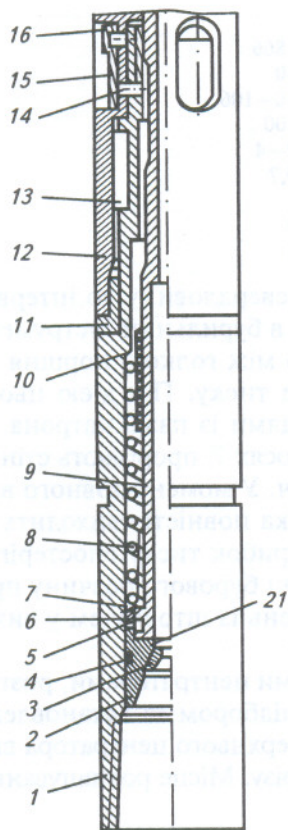


Рис. 5.188. Схема вирізаючого пристрою УВ114

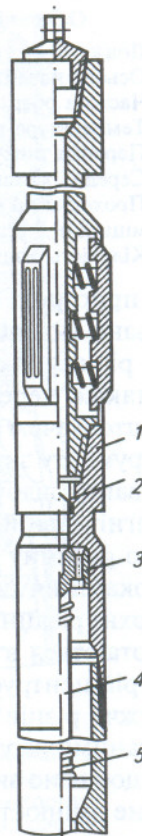
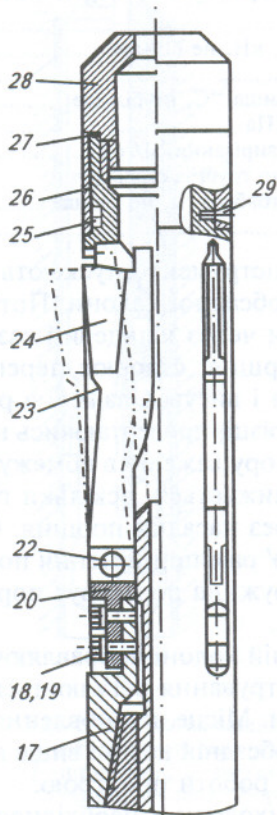
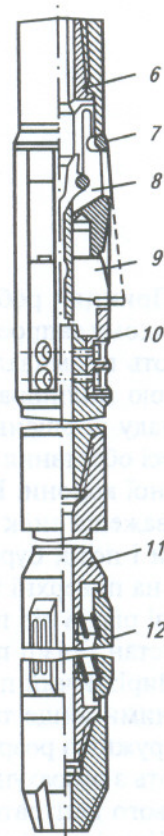


Рис. 5.189. Схема універсального вирізаючого пристрою УВУ



Технічні характеристики пристрою УВ114

Діаметр, мм:	
корпусу	114
по розкритих різцях	175
Довжина, мм	1560
Осьове навантаження на різці, кН, не більше	40
Частота обертання, об/хв	30—90
Температура робочого середовища, °С, не більше	100
Середня механічна швидкість вирізання, м/год	0,7
Перепад тиску на пристрої, МПа	2—4
Проходка на комплект різців по трубі із сталі групи міцності Д для забурювання стовбура, м, не менше	9
Кількість різців	5

Пристрій універсальний вирізаючий УВУ призначений для вирізання ділянки обсадної колони діаметром 168, 178, 194 і 219 мм з метою забурювання в цьому інтервалі нового стовбура свердловини або розкриття продуктивного пласта.

Пристрій УВУ являє собою фрезеруючий інструмент, різці якого висувуються під дією тиску промивальної рідини. Обсадна колона фрезерується при обертанні бурильного інструменту. УВУ складається з циліндричного корпусу 1, в якому розміщена голка 2, зв'язана з поршнем 3, штовхачем 4 та зворотною пружиною 5. Для пропускання промивальної рідини поршень має дві насадки. В патроні 6 є пази, в яких розміщені три важелі 8 на осях 7 з різцями 9. Три обмежувачі 10 не дають змоги самовільному виходу важеля 8 з вихідного стану. Вирізаючий пристрій має два центратори, кожен з яких складається з корпусу 11 з пазами та трьома підпружиненими направляючими 12.

Основні технічні характеристики пристрою УВУ

Довжина без центраторів, мм	1866
Осьове навантаження на різці, кН, не більше	40
Частота обертання, об/хв	40—106
Температура робочого середовища, °С, не більше	100
Перепад тиску на пристрої, МПа	2—4
Середня механічна швидкість вирізання, м/год	0,7
Пройодка на комплект різців по трубі із сталі групи міцності Д для забурювання стовбура, м, не менше	9
Кількість різців	5

Принцип роботи пристрою УВУ такий. Інструмент опускають у свердловину до інтервалу, в якому запроектовано видалення ділянки обсадної колони. Потім в бурильний інструмент подають промивальну рідину, яка, протікаючи через кільцевий зазор між голкою поршня та втулкою циліндра, а також через насадки поршня, створює перепад тиску. Під дією цього перепаду поршень із штовхачем пересувається і висуває важелі з різцями із пазів патрона. В процесі обертання інструменту з подачею вниз різці, провертаючись на осях 7, прорізають стінку обсадної колони. Висування відбувається до упору важелів в обмежувач. У момент повного виходу важелів тиск у нагнітальній лінії різко знижується, оскільки голка повністю виходить із втулки і потік бурового розчину йде лише через насадки поршня. Стрибок тиску спостерігається на поверхні за показаннями манометра. У разі припинення подачі бурового розчину при відриві різців від поверхні різання зворотна пружина пересовує поршень із штовхачем у вихідний стан і різці повертаються в пази патрона.

Вирізаючий пристрій центрується в обсадній колоні направляючими центраторами, розташованими вище та нижче різців. Зусилля центрування регулюється підбором та встановленням пружин з розрахованими характеристиками. Місце встановлення верхнього центратора вибирають з розрахунку, щоб воно знаходилося в обсадній колоні вище вирізу. Місце розташування нижнього центратора не змінюється в процесі роботи пристрою.

Кількість ріжучих пластин вибирають, виходячи з необхідності своєчасного видалення стружки з оброблюваної поверхні. Для прорізання та торцювання колони використовують різці різних типів. Форма прорізуючих пластин — 0143А (ГОСТ 2209—82), матеріал — титанотанталовий сплав марки ТТ17К12.

Для торцювання колони в звичайних умовах застосовують різці зі ступінчастим розміщенням ріжучих елементів. Глибина різання забезпечується трьома пластинами із твердого сплаву, розташованими одна над одною.

Випробування УВУ показали, що в середньому на вирізання ділянки довжиною 6—8 м витрачається від 13 до 26 год при чотирьох рейсах інструменту. Для нормальної роботи вирізаючого пристрою витрата бурового розчину має становити 10—14 л/с, частота обертання інструменту 40—50 об/хв, осьове навантаження при прорізання 5—10 кН, при торцюванні колони 40 кН.

У практиці зарубіжних фірм ділянку обсадної колони вирізають за допомогою секційних фрезерів, які є різновидом бурильних інструментів, що застосовуються для розширення та калібрування стовбура свердловини. Багато американських фірм випускають універсальні розсувні інструменти, які при встановленні відповідного ріжучого інструменту можуть виконувати функції розширювача, фрези або труборіза. Найпростішими є фрезерні інструменти А. Kammerer. У цих фрезах різці в транспортному стані фіксуються за допомогою шпинделя.

Шпиндель при переведенні різців із транспортного стану в робочий залишається нерухомим, а корпус пересувається, що зменшує небезпеку заклинювання фрези в свердловині (рис. 5.190). У цій конструкції для розсування лап з різцями використовують спеціальну пружину, яка створює додаткове зусилля 7—8 кН. Колона прорізується зовнішніми виступами лап, армованими твердим сплавом. Після того як колона проріжеться, різці висуваються повністю з корпусу і фрезерування продовжується до їх повного зносу. При підніманні інструменту вверх різці упираються в торець труби, шпиндель рухається вгору, втискуючи пружину та втоплюючи різці в пази. Фірма «Rotary» (США) на базі патентів А. Kammerer випускає розсувні універсальні інструменти для вирізання обсадних труб діаметром 114—609 мм.

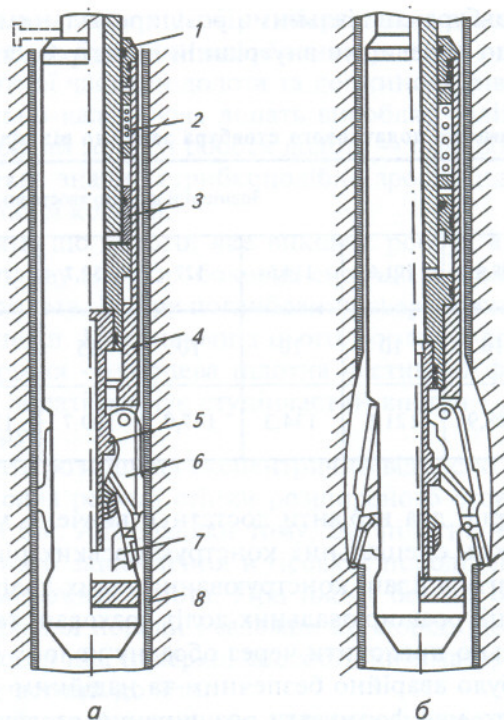


Рис. 5.190. Схема секційного фрезера А. Kammerer в транспортному (а) і робочому (б) станах: 1—шпиндель; 2—пружина; 3—втулка; 4—корпус; 5—клин; 6—лапа; 7—різець; 8—обсадна колона

Долота для буріння додаткового стовбура. Із сформульованих вимог до конструкцій свердловин з додатковим стовбуром випливає, що для досягнення сприятливих умов кріплення потрібно мати стовбур, діаметр якого більший від внутрішнього діаметра обсадної колони, в якій ведуться роботи із забурювання. Це твердження є загальним і стосується тих випадків, коли додатковий стовбур кріпиться хвостовиком максимально можливого діаметра.

Виходячи із співвідношень (5.177) і (5.178), можна сформулювати умови вибору розміру долота для буріння додаткового стовбура

$$k_p D_d \geq D_{хв} + 2\Delta_c;$$

$$k_p D_d \geq d_{\min} + 2(\Delta_c - \Delta_{\min}),$$

де D_d — діаметр долота;

k_p — коефіцієнт розширення додаткового стовбура.

Необхідний діаметр додаткового стовбура під заданий хвостовик визначається з умов забезпечення спуску хвостовика до проектної глибини, надійної ізоляції пройдених пластів один від одного та від водоносних горизонтів при безумовному вільному проходженні хвостовика через обсадну колону і вікно. Діаметр додаткового стовбура при заданих умовах можна визначити з табл. 5.61.

Дані табл. 5.59 і 5.61 є достатніми умовами для вибору розмірів породоруйнівного інструменту для буріння додаткового стовбура залежно від обраної конструкції (діаметра хвостовика).

Можливі такі варіанти:

буріння додаткового стовбура з використанням серійних типорозмірів доліт;

буріння додаткового стовбура серійними типорозмірами доліт з подальшим розширенням стовбура до діаметра, що перевищує внутрішній діаметр експлуатаційної колони з використанням розсувних розширювачів;

буріння додаткового стовбура спеціальними розширювальними долотами, які одразу формують стовбур діаметром, що перевищує внутрішній діаметр експлуатаційної колони.

Таблиця 5.61

Рекомендовані діаметри додаткового стовбура залежно від діаметра хвостовика

Параметр	Зовнішній діаметр хвостовика $D_{\text{хв}}$, мм								
	88,9	101,6	114,3	127	139,7	146,0	168,3	177,8	193,7
Мінімальний кільцевий зазор Δ_c , мм	10	10	10	10	15	15	20	20	20
Мінімальний діаметр додаткового стовбура D_c , мм	108,9	121,6	134,3	147,0	169,7	176,0	208,3	217,8	233,7

У зв'язку з тим, що перші два варіанти достатньо вивчені, мають багаторічну практику впровадження і не потребують спеціальних конструкторських рішень, нижче основна увага приділяється третьому варіанту в плані конструювання таких доліт і технології буріння.

При розробці конструкції розширювальних доліт враховані такі вимоги:

долото з КНБК має вільно проходити через обсадну колону і вікно;

потрібно, щоб долото було аварійно безпечним та надійним у роботі;

у процесі буріння долото має формувати розширений стовбур із заданими параметрами $D_c > D_d$ та $D_c > d$;

потрібно, щоб розширення стовбура досягалося в процесі буріння без проведення додаткових робіт;

параметри сформованого додаткового стовбура мають бути такими, щоб забезпечити спуск хвостовика до проектної глибини без додаткових проробок та його якісне цементування;

техніко-економічні показники роботи розширювального долота не мають поступатися показникам роботи серійних доліт.

Таким вимогам відповідає конструкція ексцентричного лопаткового ступінчастого долота ДЕЛС, яка показана на рис. 5.191. Долото є монолітною конструкцією і складається з корпусу 1, який включає в себе пілотну 4 і розширювально-калібруючу 2 частини, промивні канали 8 і приєднувальну різьбу 13. Торці пілотної частини армований породоруйнівним озброєнням 6. У розширювально-калібруючій частині вифрезерована або приварена лопать 12, яка за довжиною робочої поверхні 11 і нижнього торця 10 оснащена породоруйнівним озброєнням 9. Бокова опорна поверхня 3 пілотної частини оснащена зносостійким матеріалом 5. Залежно від призначення доліт (за характеристиками гірських порід) як породоруйнівне озброєння можуть застосовуватися твердосплавні вставки ВК-8 клиноподібної форми Г-25, алмазостійкі вставки типу «Славутич» (Інститут надтвердих матеріалів НАН України) або інше озброєння з кращими породоруйнівними і зносостійкими характеристиками.

Принцип роботи долота такий. При контакті з вибоєм долото займає положення відносно поверхні вибою відповідно до напрямку дії результуючого бокового зусилля, яке виникає після взаємодії КНБК і долота із стінкою свердловини. Загалом вісь пілотної частини 4 долота може збігатися з віссю свердловини або бути зміщеною в довільну сторону залежно від положення, яке

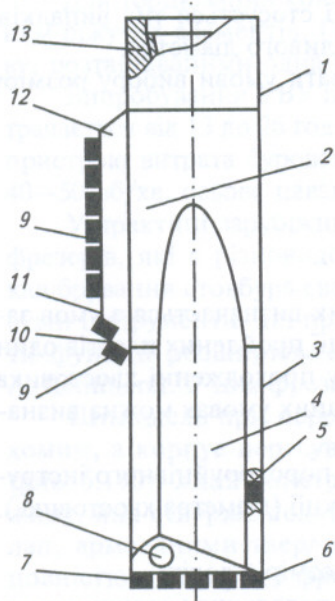


Рис. 5.191. Схема ексцентричного лопаткового ступінчастого долота ДЕЛС

займає в просторі розширювальна лопать 12. При обертанні та осьовому навантаженні пілотна частина долота формує напрямок буріння (заглиблення у вибій з діаметром, рівним або трохи більшим від діаметра пілотної частини долота та довжиною, рівною довжині пілотної частини долота), а розширювально-калібруюча лопать виробляє радіальне розширення в стінці свердловини. Це найбільш важкий момент роботи долота — приробка. При цьому, залежно від характеристик породи, виникає значне стрибкоподібне зростання крутного моменту і може спостерігатися вібрація бурильної колони.

Ці явища обумовлені тим, що долото, яке виконує роботу в обмеженому номінальним діаметром стовбурі, зазнає впливу значних бокових сил, що виникають внаслідок реакції стінки свердловини з лопаттю долота. В міру поглиблення свердловини (~ 0,5—1 м) ці сили зменшуються і стають мінімальними. Починаючи з цього моменту, долото у свердловині приходить у робочий стан для буріння — торцева пілотна частина 7 формує осьове направлення буріння, торцева частина 10 лопаті руйнує ступінчастий виступ і розширює стовбур, а бокова частина лопаті його калібрує.

У зв'язку з тим, що лопать розміщена ексцентрично відносно долота, на її бокову робочу грань у процесі буріння діє сила реакції стінки розширеного стовбура, яка намагається зрушити долото в протилежний бік. Але завдяки тому, що пілотна частина долота сконструйована за принципом консольного защемлення в гірській породі (направлення буріння), вона перешкоджає радіальному зміщенню долота. При цьому бокова опорна поверхня 3 пілотної частини притискується до гірської породи і залежно від порід, що розбурюються, може інтенсивно зношуватись. Армування цієї поверхні зносостійким матеріалом попереджує передчасний знос матриці пілотної частини долота.

Загалом вісь пілотної частини долота може збігатися з віссю приєднувальної різьби, тобто з віссю КНБК, або може бути зміщеною на задану величину ексцентриситету в бік лопаті. Найоптимальнішим варіантом з точки зору кінематики долота на вибої свердловини є перший варіант. При цьому поперечні розміри долота (рис. 5.192) визначаються із співвідношень

$$D_c = D_n + 2\epsilon_d;$$

$$D_c = 2D_d - D_n,$$

де D_c — діаметр розширеного стовбура свердловини;

D_n — діаметр пілотної частини долота;

ϵ_d — величина виступу лопаті відносно пілотної частини долота.

Максимальна величина D_d регламентується умовами вільного проходження долота через обсадну колону. У загальному випадку

$$D_d \leq d_{\min} - \Delta_d;$$

$$D_d \leq D - \delta_{\max} - \Delta_d,$$

де Δ_d — величина мінімального діаметрального зазору між долотом і внутрішньою поверхнею обсадної колони з максимальною товщиною стінки (для колон діаметром 114,3—219,1 мм $\Delta_d = 3$ мм, для колон діаметром 244,5 мм та більше $\Delta_d = 4$ мм).

Поздовжні розміри долота визначаються врахуванням роботи ОЦЕ. Загалом мають виконуватись умови

$$l_n \geq 2D_n;$$

$$l_d \geq 2D_c,$$

де l_n — довжина пілотної частини долота;

l_d — довжина лопаті.

Для забурювання додаткових стовбурів випробувані та впроваджені долота ДЕЛС-114/146 та 116/150 (в чисельнику наведений діаметр долота, а в знаменнику — номінальний діаметр стовбура у міліметрах).

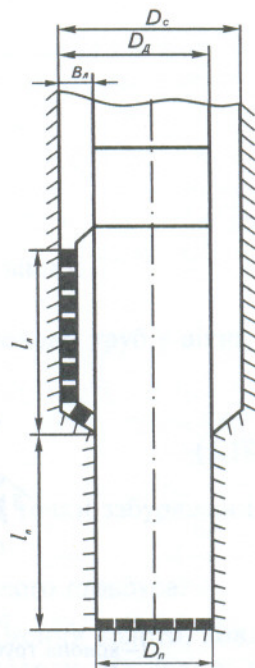


Рис. 5.192. Розрахункова схема для конструювання доліт ДЕЛС

Вони забезпечують нормальні умови кріплення хвостовика діаметром 114 мм, що спускається в експлуатаційну колону діаметром 146 мм. В Україні долота ДЕЛС-114/146 та 116/150 впроваджені при забурюванні додаткових стовбурів у свердловинах на родовищах НГВУ «Чернігів-нафтогаз» і «Охтирканафтогаз».

5.10.4. ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ І ТЕХНОЛОГІЇ ЗАБУРЮВАННЯ ДОДАТКОВИХ СТОВБУРІВ ЧЕРЕЗ ВІКНО В ОБСАДНІЙ КОЛОНІ

Для вибору технічних засобів і технології забурювання додаткових стовбурів через вікно в обсадній колоні М.В. Лігоцьким розглянуті такі умови:

- вільний спуск через вікно колони бурильних та обсадних труб;
- обертання деформованої частини колони труб у вікні;
- допустимий згинаючий момент в небезпечному перерізі колони труб (защемлення колони труб у верхній частині вікна).

На рис. 5.193 показана, за М.В. Лігоцьким, розрахункова схема забурювання додаткового стовбура через вікно в обсадній колоні.

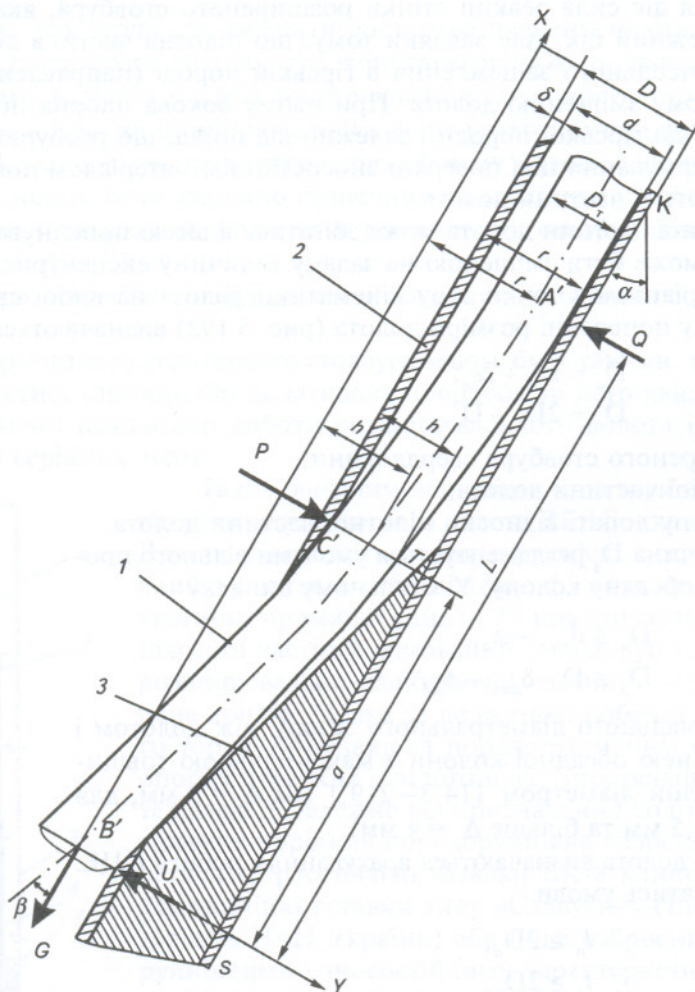


Рис. 5.193. Розрахункова схема забурювання додаткового стовбура:
1—колонна труб; 2—обсадна колонна; 3—клиновий відхилювач; C'B'—вікно в обсадній колоні

У зв'язку з тим, що свердловина похила (зенітний кут α) і прямолінійна, колонна труб 1 до моменту дотику її нижнього кінця до клинового відхилювача 3 (точка T) лежить на нижній стінці обсадної колони 2 (відрізок KT). При переміщенні колони 1 вниз її нижній

кінець, ковзаючи по робочій площині (TB') клинового відхилювача, виходить в додатковий стовбур. Згинаючись у вікні, колона 1 контактує з обсадною колоною 2 в точках A' , B' , C' . У точках дотику колони діють сили відповідно Q , U , P . Загалом зігнута частина колони 1 може бути стисненою або розтягнутою під дією осьового навантаження G . Крім цього, на зігнуту частину колони 1 діють рівномірно розподілені сили, обумовлені власною вагою матеріалу труб.

Внаслідок цього низ вигнутої частини колони труб 1 відхилиться на кут $\gamma = \alpha + \beta$ відносно вертикалі.

Основні формули та співвідношення для обґрунтування вибору технічних засобів і технологічних параметрів процесу забурювання додаткового стовбура

$$\left\{ \begin{aligned} & -UL + P(L - a) + Gr + \left(\frac{1}{2} - \frac{2}{\pi^2} \right) r q L \cos \alpha + \frac{1}{2} q L^2 \sin \alpha = 0; \\ & \frac{1}{2} UL^2 - PL \left(\frac{1}{2} L - a \right) - \left(\frac{1}{2} + \frac{2}{\pi^2} \right) GrL - \frac{r q L^2}{6} \cos \alpha - \frac{q L^3}{6} \sin \alpha = EI \beta; \\ & \frac{1}{3} UL^3 - PL^2 \left(\frac{1}{3} L - \frac{1}{2} a \right) - \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{\pi^2} \right) GrL^2 + \left(\frac{6}{\pi^4} - \frac{1}{2\pi^2} - \frac{1}{8} \right) r q L^3 \cos \alpha - \frac{1}{8} q L^4 \sin \alpha = EI r; \\ & U \left(\frac{aL^2}{2} - \frac{a^3}{6} \right) - P \left(\frac{a^3}{3} + \frac{aL^2}{2} - a^2 L \right) + G \left(\frac{ra^3}{6L} - \frac{rL^2}{\pi^2} \sin \frac{\pi a}{L} - \frac{raL}{2} - \frac{raL}{\pi^2} \right) + \\ & + r q \cos \alpha \left(\frac{a^4}{24L} - \frac{3L^3}{\pi^4} \cos \frac{\pi a}{L} - \frac{aL^2}{\pi^3} \sin \frac{\pi a}{L} - \frac{a^2 L}{2\pi^2} - \frac{aL^2}{6} + \frac{3L^3}{\pi^4} \right) + a q \sin \alpha \left(\frac{a^3}{24} - \frac{L^3}{6} \right) = EI h; \\ & \left| -Ua + Gr \left(\frac{a}{L} + \frac{1}{\pi} \sin \frac{\pi a}{L} \right) + r q \cos \alpha \left(\frac{a^2}{2L} + \frac{a}{\pi} \sin \frac{\pi a}{L} + \frac{L}{\pi^2} \cos \frac{\pi a}{L} - \frac{L}{\pi^2} \right) + \frac{qa^2}{2} \sin \alpha \right| \leq \sigma_r W; \\ & 2f(P + qL \sin \alpha) \leq [T]; \\ & f(P + qL \sin \alpha) D_r \leq [M_{\tau}], \end{aligned} \right. \quad (5.183)$$

де EI — жорсткість колони труб у вікні;

D_r — зовнішній діаметр труб у вікні;

σ_r — межа текучості матеріалу колони труб;

W — осьовий момент опору поперечного перерізу колони труб;

$[T]$ — допустиме розвантаження колони труб при проходженні через вікно;

f — коефіцієнт тертя;

$[M_{\tau}]$ — допустимий момент на подолання сил тертя при обертанні колони труб у вікні.

Довжина вікна a визначається з функціональних співвідношень

$$\begin{aligned} a &= f(\beta_6); \\ \beta_6 &= f(A), \end{aligned} \quad (5.184)$$

де A — проектне відхилення вибою додаткового стовбура від вертикалі з точки забурювання;

β_6 — початковий кут забурювання додаткового стовбура.

Кут β_6 є основним параметром для проектування профілю додаткового стовбура.

Фізичний зміст даного параметра такий. Під дією осьового навантаження долото, ковзаючи по робочій площині клинового відхилювача, виходить з вікна в породу. На долото діє відхиляюча сила, яка намагається випрямити низ колони. Оскільки згин виникає на невеликому відрізку колони, то відхиляюча сила може мати значну величину. Внаслідок цього долото при виході за обсадну колону, формуючи додатковий стовбур, своїм боковим озброєнням

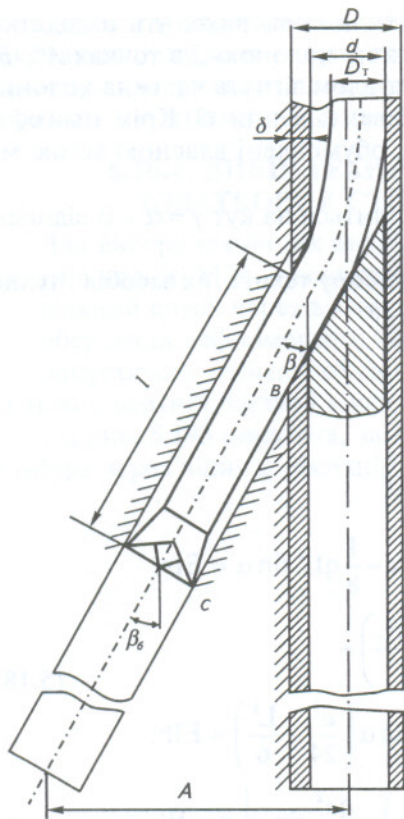


Рис. 5.194. Розрахункова схема для проектування профілю додаткового стовбура

Задача визначення кута β_6 з функціональної залежності $a = f(\beta_6)$ може бути вирішена шляхом розв'язання системи рівнянь (5.183). Розв'язок задачі зводиться до визначення величин a , L , U та P при вихідних даних α , β , q , EI , r , h , G , W , σ_r , D_r , $[T]$, $[M_r]$, f .

Для даного випадку приймається

$$\beta = \beta_6;$$

$$r = D - \delta \quad \text{або} \quad r = d + \delta;$$

$$h = D_r + \delta,$$

де D , d , δ — відповідно зовнішній і внутрішній діаметри та товщина стінки обсадної колони в місці забурювання додаткового стовбура (вирізання вікна) (рис. 5.194);

D_r — зовнішній діаметр ОБТ або бурильних труб у КНБК над долотом.

Найбільш раціональним для вирішення цієї задачі є розв'язок на ПЕОМ системи рівнянь, побудова графіків функціональних залежностей $a = f(\beta)$; $L = f(\beta)$; $U = f(\beta)$; $P = f(\beta)$; $Q = f(\beta)$; $N = f(\beta)$ та аналіз їх числових значень у порівнянні з σ_r , $[T]$, $[M_r]$ (де N — сумарна сила притиснення колони труб у вікні, $N = 2(P + qL \sin \alpha)$).

Оцінка сил, які діють на райбер і долото в момент виходу з вікна за обсадну колону, має важливе практичне значення, тому що дозволяє ще на стадії проектування оцінити успішність технологічного процесу вирізання вікна в обсадній колоні і, як результат, всього процесу забурювання додаткового стовбура.

Для визначення цих сил розглянуто схему вирізання вікна в обсадній колоні, показану на рис. 5.195.

починає фрезерувати нижню стінку цього стовбура. Інтенсивність бокового фрезерування залежить від типорозміру долота, величини відхиляючої сили, товщини і міцності цементного кільця за обсадною колоною, характеристик гірської породи, КНБК і параметрів режиму буріння.

Розрахункова схема для проектування профілю додаткового стовбура показана на рис. 5.194. При суміщенні точки C (яка належить долоту) з точкою B (яка належить обсадній колоні) кут повороту колони труб β відповідає куту повороту долота β_d в момент виходу з вікна, тобто $\beta = \beta_d$. При поглибленні додаткового стовбура на деяку відстань l кут повороту колони труб у вікні почне знижуватися за рахунок бокового фрезерування гірської породи до величини $\beta = \beta_6$, причому $\beta_d > \beta_6$. Тобто при поглибленні стовбура на деяку відстань l від вікна бурильна колона контактуватиме з обсадною колоною в точці B .

При подальшому поглибленні додаткового стовбура залежно від гірничогеологічних умов, параметрів режиму буріння, КНБК і конструкції долота можливі такі варіанти:

кут β_6 буде зменшуватись;

кут β_6 буде стабільним;

кут β_6 буде збільшуватись.

Залежно від початкової величини кута β_6 і прогнозних варіантів його зміни в інтервалі буріння відповідно до формул (5.184) визначається профіль додаткового стовбура та проектується КНБК і режимні параметри реалізації додаткового стовбура.

У процесі фрезерування вікна райбер, рухаючись униз під дією осьового навантаження по робочій площині клинового відхилювача, згинає нижню частину бурильної колони, що характеризується кутом повороту β_p^i , який є змінною величиною і може бути визначеним із залежності

$$\beta_p^i = f(l_i),$$

де l_i — координата клинової частини відхилювача.

Максимальне значення кута β_p^i буде в момент виходу циліндричної частини райбера за обсадну колону ($\beta_p^{\max}$).

Задача визначення сил, які діють на райбер у момент виходу за вікно, може бути вирішена шляхом розв'язання системи рівнянь (5.183). Розв'язок задачі зводиться до визначення величин β , L , U , P при вихідних даних: α , a , q , EI , r , h , G , W , σ_r , D_r , $[T]$, $[M_{tr}]$, f .

Для даного випадку приймається

$$\begin{aligned} \beta &= \beta_p^{\max}; \\ U_p &= U_p^{\max}; \\ r &= d + \delta + \frac{D_p - D_r}{2} \quad \text{або} \quad r = D - \delta + \frac{D_p - D_r}{2}; \\ h &= \frac{D_p + D_r}{2} + \delta, \end{aligned} \quad (5.185)$$

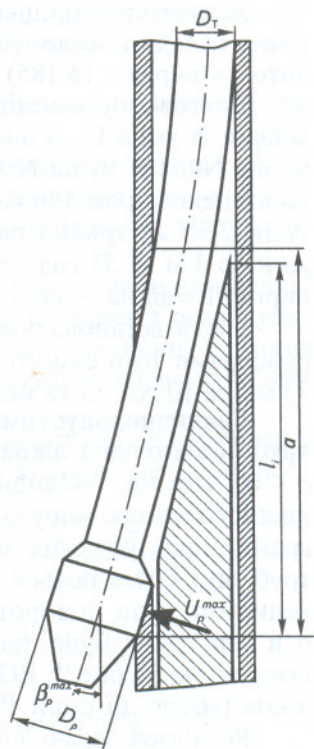


Рис. 5.195. Схема вирізання вікна в обсадній колоні

де D_p — діаметр циліндричної частини райбера (найбільший діаметр райбера);

$U_p^{\max}$ — максимальне бокове навантаження на райбер у момент виходу його циліндричної частини за обсадну колону із вікна.

У даному разі розв'язок також доцільно одержати шляхом побудови графіків функціональних залежностей $a = f(\beta)$; $L = f(\beta)$; $U = f(\beta)$; $P = f(\beta)$; $Q = f(\beta)$; $N = f(\beta)$ та аналізу їх числових значень у порівнянні із σ_r , $[T]$, $[M_{tr}]$.

Величина максимального бокового навантаження на райбер $U_p^{\max}$ є одним із основних технологічних параметрів процесу фрезерування вікна в обсадній колоні. Залежно від гранично допустимого значення бокового навантаження $[U_p^{\max}]$ і допустимих контактних сил, що виникають у парах «райбер — клиновий відхилювач» і «райбер — обсадна колона», можливі граничні випадки

$U_p \geq [U_p^{\max}]$ — райбер фрезерує клиновий відхилювач;

$U_p < [U_p^{\max}]$ — райбер фрезерує вікно в обсадній колоні.

Проектування процесу вирізання вікна в обсадній колоні при заданому значенні його довжини a має полягати у визначенні технічних і технологічних параметрів, що можуть забезпечити мінімальне значення U_p , при якому райбер буде мінімально фрезерувати клиновий відхилювач (або зовсім не фрезерувати), а вся його робота буде направлена на фрезерування вікна в обсадній колоні.

При досягненні такого співвідношення, коли $U_p^{\max} \rightarrow \min$, забезпечуються умови успішності і безаварійності виконання технологічної операції з вирізання вікна з високими техніко-економічними показниками. За таких умов досягається мінімальний знос озброєння райбера і успішність виходу його за вікно в заданому інтервалі.

Для виконання цієї умови при $a = \text{idem}$ найбільш раціональним (як показують розрахунки) є включення до КНБК над райбером бурильних труб, параметри яких задовольняють умовам $D_r \rightarrow \min$ та $EI \rightarrow \min$.

Аналогічне вирішення мають також задачі з оцінки умов вільного спуску через готове вікно в обсадній колоні КНБК з долотом для буріння додаткового стовбура. Для КНБК з долотом у виразах (5.185) приймається $\beta_p^{\max} = \beta_d^{\max}$; $D_p = D_d$ (D_d — діаметр долота).

Достовірність методики проектування КНБК для вирізання вікна в обсадній колоні, виходячи із умов $D_r \rightarrow \min$ та $EI \rightarrow \min$, підтверджують результати промислового експерименту на св. № 5137 куша № 237 Північно-Варйоганського родовища (Росія), де в експлуатаційній колоні діаметром 146 мм на глибині 2800 м із клинового відхилювача (довжина клинової частини 2,36 м) трьома райберами діаметром 120,6 мм і КНБК з ОБТ діаметром 108 мм довжиною 3 м за 53 год продуктивної роботи так і не вдалося досягти позитивних результатів з вирізання вікна — райбер не вийшов за обсадну колону через значне бокове зусилля U_p .

Після встановлення другого клинового відхилювача з тими самими параметрами двома райберами того самого типорозміру і КНБК над райбером із бурильними трубами діаметром 73 мм за 10 год 45 хв механічного часу вікно в колоні було вирізане і райбер увійшов у породу.

Граничнодопустимі значення кутів повороту $[\beta_r]$ обважнених, бурильних і обсадних труб при виході з вікна оцінюють з допомогою залежності $\beta = f(a)$. Виходячи із умов, що $\sigma < \sigma_r$, можна, очевидно, припустити існування граничнодопустимих значень β та a для кожного типорозміру колони труб і обсадної колони. Основним параметром для встановлення граничнодопустимих зазначених величин є величина межі текучості σ_r матеріалу колони труб, які спускаються через вікно. Відповідно до цього задача зводиться до визначення величини кута повороту колони труб β при виході із вікна, при якому напруження згину σ в тілі труби буде досягати значень межі текучості σ_r матеріалу труб. Згідно зі схемою, показаною на рис. 5.193, найбільш напруженим місцем є контакт труби з верхньою частиною вікна (місце дії сили P).

Розв'язок задачі знаходиться побудовою функціональної залежності

$$[\beta_r] = f(\sigma_r),$$

де $[\beta_r]$ — граничнодопустиме значення кута повороту труб при виході із вікна.

Вихідними даними для розрахунку є величини α , q , EI , r , h , G , W , σ_r .

Розв'язавши систему рівнянь (5.183) з наступним порівнянням результатів з умовою $\sigma = \sigma_r$, можна визначити значення $[\beta_r]$ для всіх типорозмірів обважнених, бурильних та обсадних труб.

Для заданого випадку приймається

$$r = D - \delta \quad \text{або} \quad r = d + \delta;$$

$$h = D_r + \delta.$$

Визначення величини $[\beta_r]$ для всіх типорозмірів труб залежно від типорозміру обсадної колони дозволяє оцінити на стадії проектних робіт із забурювання додаткового стовбура умови безаварійного спуску через вікно робочих колон труб, визначити критерії для оптимізації процесу фрезерування вікна, а також — величину граничнодопустимого початкового кута забурювання додаткового стовбура, з умови

$$[\beta_g] < [\beta_r], \quad (5.186)$$

де $[\beta_g]$ — граничнодопустимий початковий кут забурювання додаткового стовбура.

Після визначення величини початкового кута забурювання додаткового стовбура із умов (5.184) і (5.186) та вибору КНБК для забурювання додаткового стовбура і довжини вікна, що забезпечує реалізацію заданого кута β_g із умови (5.184) $a = f(\beta_g)$, наступним етапом у проектуванні процесу є перевірка умов безаварійного спуску обсадної колони труб (хвостовика) через вікно при кріпленні додаткового стовбура.

Суть цієї задачі зводиться до визначення напруження згину в тілі обсадних труб σ при проходженні через вікно із умови $[\beta_r] = f([\sigma_r])$ та силових факторів, що діють на обсадну колону у вікні із наступним порівнянням цих величин із граничнодопустимими значеннями σ_r та $[T]$.

Дана задача може бути вирішена з допомогою (5.183). Її розв'язок зводиться до визначення величин β , L , U , P для обсадної колони при вихідних даних: α , a , q , EI , r , h , G , W , σ_r , $[T]$, f .

Якщо внаслідок розрахунку виявиться, що при заданих величинах довжини вікна a , діаметра хвостовика $D_{\text{хв}}$, групи міцності труб, їх жорсткості EI і кута забурювання β_6 отримали результат: $\beta \geq \beta_r$; $\sigma \geq [\sigma_r]$ і $T \geq [T]$ то приймаються рішення:

про використання для хвостовика обсадних труб вищої групи міцності, що забезпечує умови $\sigma < \sigma_r$ та $\beta < [\beta_r]$;

про проведення після першого або наступних рейсів буріння стовбура додаткових робіт зі збільшення довжини вікна до величини $a = a_r$, при якій забезпечується виконання умов: $\beta < \beta_r$; $\sigma < [\sigma_r]$ та $T < [T]$. Для цього використовуються КНБК із металоріжучими фрезами-калібраторами (рис. 5.187).

Виходячи з того, що поздовжні розміри (довжина) вікна визначаються з функціональної залежності (5.184) $a = f(\beta)$ шляхом розв'язання системи рівнянь (5.183), задача з **розрахунку геометричних параметрів вікна в обсадній колоні** зводиться до визначення поперечних розмірів вікна по внутрішній і зовнішній поверхнях обсадної колоні, а також кутових параметрів вікна у його верхній і нижній частинах.

Використовуючи розрахункові схеми (рис. 5.193; 5.195) та рівняння пружнодеформованої осі колоні труб у вікні, можна визначити поточне значення прогинів колоні труб у вікні

$$y_n = \frac{1}{EI} \left[(U - P) \left(\frac{L^2}{2} l_n - \frac{l_n^3}{6} \right) - Pa \left(\frac{l_n^2}{2} - L l_n \right) + GrL \left(\frac{l_n^3}{6L^2} - l_n \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{\pi^2} \right) - \frac{L}{\pi^2} \sin \frac{\pi l_n}{L} \right) + \right. \\ \left. + r q \cos \alpha \left(\frac{l_n^4}{24L} - \frac{3L^3}{\pi^4} \left(\cos \frac{\pi l_n}{L} - 1 \right) - \frac{L^2 l_n}{\pi^3} \sin \frac{\pi l_n}{L} - \frac{L l_n^2}{2\pi^2} - \frac{L^2}{6} \right) - q \sin \alpha \left(\frac{L^3 l_n}{6} - \frac{l_n^4}{24} \right) \right],$$

де l_n — поточне значення довжини вигнутої частини колоні труб при прогині y_n .

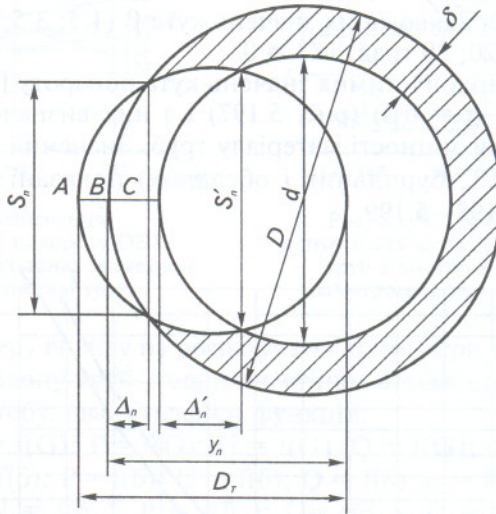


Рис. 5.196. Розрахункова схема для визначення мінімальних поперечних параметрів вікна

Розрахункова схема для визначення мінімальних поперечних параметрів вікна при довільній координаті $x = l_n$ наведена на рис. 5.196. Ці геометричні параметри вікна визначаються за формулами

$$\Delta_n = \frac{y_n (D_r - y_n)}{(D - D_r) + 2(D_r - y_n)}; \\ S_n = 2\sqrt{\Delta_n (D - \Delta_n)}; \\ \Delta_n' = \frac{(y_n - \delta)(D_r - y_n + \delta)}{d - D_r + 2(D_r - y_n + \delta)}; \quad (5.187)$$

$$S'_n = 2\sqrt{\Delta'_n(d - \Delta'_n)};$$

$$\theta_n = \arctg \frac{\delta}{a - l_{n/y_n=D_r}};$$

$$\theta_n = \arctg \frac{\delta}{l_{n/y_n=\delta}},$$

де Δ_n — бокова проекція вікна по зовнішній та внутрішній поверхнях обсадної колони;

θ_n, θ_n — відповідно кути скосу вікна у його верхній та нижній частинах;

$l_{n/y_n=D_r}, l_{n/y_n=\delta}$ — координати $x = l_n$ відповідно при прогинах $y_n = D_r$ та $y_n = \delta$.

Співвідношення (5.187) дозволяють визначити на стадії проектування мінімально допустимі значення поперечних параметрів вікна по зовнішній та внутрішній поверхнях обсадної колони та мінімально допустимі значення кутів скосу вікна у його верхній та нижній частинах для забезпечення проектних умов буріння та кріплення додаткового стовбура. Крім цього, зазначені параметри є вихідними даними при проектуванні конструкцій клинового відхилювача і райберів для вирізання вікна.

Для практичних задач, а також для визначення характеру залежностей розрахункових величин від вихідних даних М.В. Лігоцьким виконані розрахунки для поширених у практиці забурювання додаткових стовбурів комбінацій D і D_r :

ОБТ діаметрами 89; 108; 120; 133; 146; 178 для буріння додаткового стовбура;

обсадні колони (діаметрами 139,7; 146,0; 168,3; 177,8; 193,7; 219,1; 244,5 мм при середній товщині стінок $\delta = 10$ мм), в яких вирізається вікно;

бурильні та обсадні труби діаметрами 101,6; 114,3; 127,0; 139,7; 146,0; 168,3; 177,8; 193,7 мм при середній товщині стінок $\delta = 10$ мм.

Розрахунки виконані для фіксованих значень кута β (1,5; 3,5; 5,5; 7,5; 9,5; 11,5; 13,5 град) при зенітних кутах α (0; 10; 20; 30 град) і $G = 0$.

Для визначення граничнодопустимих значень кута повороту $[\beta_r]$ колони труб у вікні були побудовані графіки функцій $\sigma = f(\beta)$ (рис. 5.197) і з них визначені β , при яких σ приймає значення σ_r залежно від групи міцності матеріалу труб. Значення кутів $[\beta_r]$ залежно від групи міцності матеріалу труб (ОБТ, бурильних і обсадних) показані у вигляді графіків функцій $[\beta_r] = f(\sigma_r, D, D_r)$ на рис. 5.198—5.199.

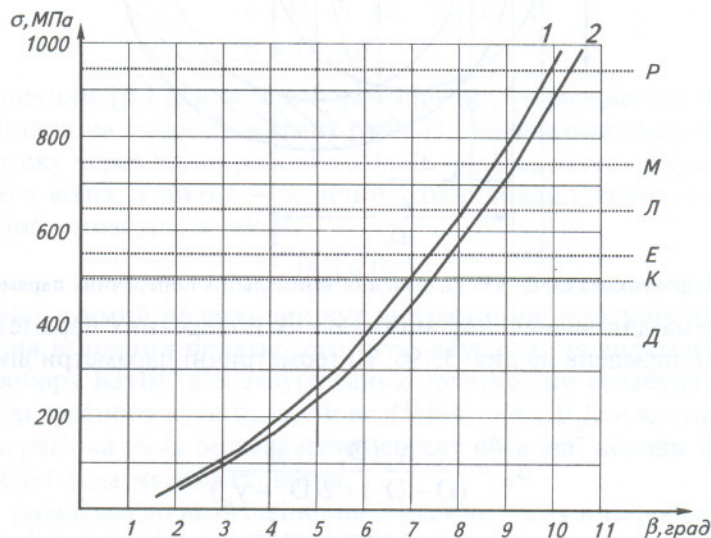


Рис. 5.197. Залежності σ від кута повороту β колони труб при виході з вікна в обсадній колоні:

$D = 244,5$ мм; $\delta = 10$ мм при $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$;

1—обсадна труба $D_r = 127$ мм і $\delta = 10$ мм; 2—обсадна труба $D_r = 178,3$ мм і $\delta = 10$ мм

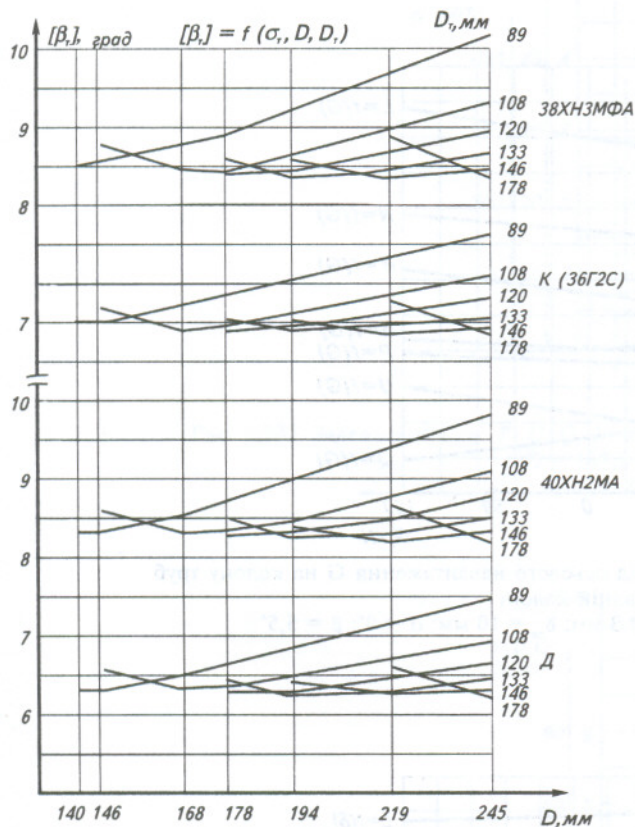


Рис. 5.198. Графіки для визначення граничнодопустимих кутів $[\beta_g]$ повороту ОБТ діаметром D_g у вікні в обсадних колонах діаметром D залежно від груп міцності сталі труб

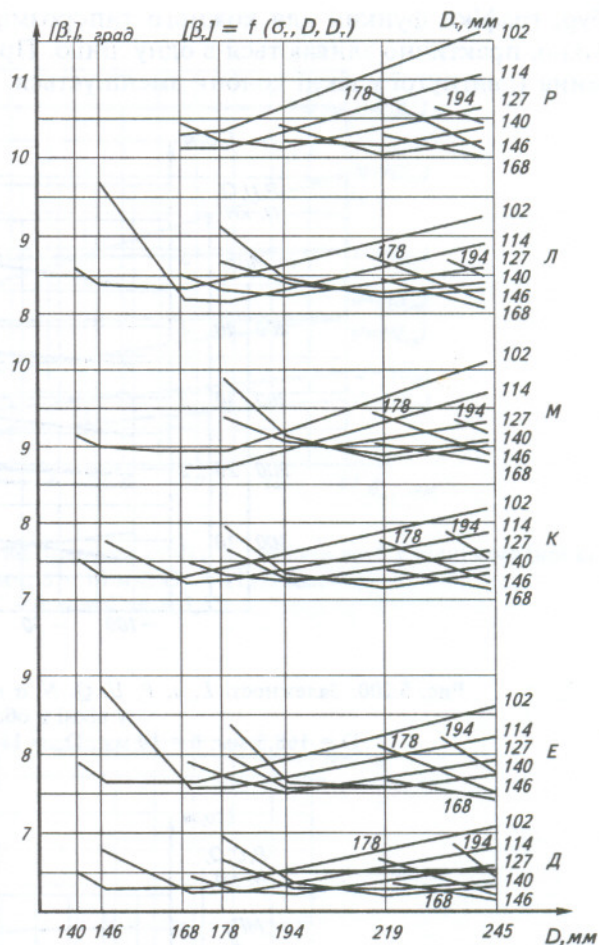


Рис. 5.199. Графіки для визначення граничнодопустимих кутів $[\beta_g]$ повороту обсадних (бурильних) труб діаметром D_g у вікні в обсадних колонах діаметром D залежно від груп міцності сталі труб

Для дослідження характеру впливу на розрахункові параметри технологічного процесу осьового навантаження G на колону труб, товщини стінки δ обсадної колони у вікні і товщини стінки $\delta_{\text{хв}}$ хвостовика були побудовані графіки функцій:

$$L = f(G); a = f(G); N = f(G); P = f(G); U = f(G); Q = f(G); \sigma = f(G);$$

$$L = f(\delta); a = f(\delta); N = f(\delta); P = f(\delta); U = f(\delta); Q = f(\delta); \sigma = f(\delta);$$

$L = f(\delta_{\text{хв}}); a = f(\delta_{\text{хв}}); N = f(\delta_{\text{хв}}); P = f(\delta_{\text{хв}}); U = f(\delta_{\text{хв}}); Q = f(\delta_{\text{хв}}); \sigma = f(\delta_{\text{хв}})$ для значень $D = 168,3$ мм; $d = 114,3$ мм; $\alpha = 0^\circ$; $\beta = 5,5^\circ$. Графіки показані на рис. 5.200—5.202.

Характер впливу величини зенітного кута α свердловини в інтервалі вирізаного вікна на розрахункові величини показаний на рис. 5.203 у вигляді графіків: $N = f(\alpha)$; $L = f(\alpha)$; $a = f(\alpha)$; $P = f(\alpha)$; $U = f(\alpha)$; $Q = f(\alpha)$; $\sigma = f(\alpha)$.

Залежності розрахункових величин від типорозмірів колони труб в КНБК над райбером для вирізання вікна показані на рис. 5.204 у вигляді графіків: $L = f(EL)$; $\beta = f(EL)$; $N = f(EL)$; $P = f(EL)$; $U = f(EL)$; $Q = f(EL)$; $\sigma = f(EL)$.

Нижче наведений аналіз основних функціональних залежностей для вибору технічних засобів і технології забурювання додаткового стовбура.

1. Функція $L = f(\beta)$ (рис. 5.205—5.209).

Із збільшенням кута β функція має тенденцію до спаду за законом, близьким до гіперболічного. Для кожного розміру (D , δ) обсадної колони, в якій забурюється додатковий стов-

бур, графіки функції для кожного типорозміру (D_T , EI) колони труб, що спускаються через вікно, практично зливаються в одну лінію. При $a = \text{idem}$ із збільшенням діаметра D_T труб довжина L вигнутої у вікні колони зменшується.

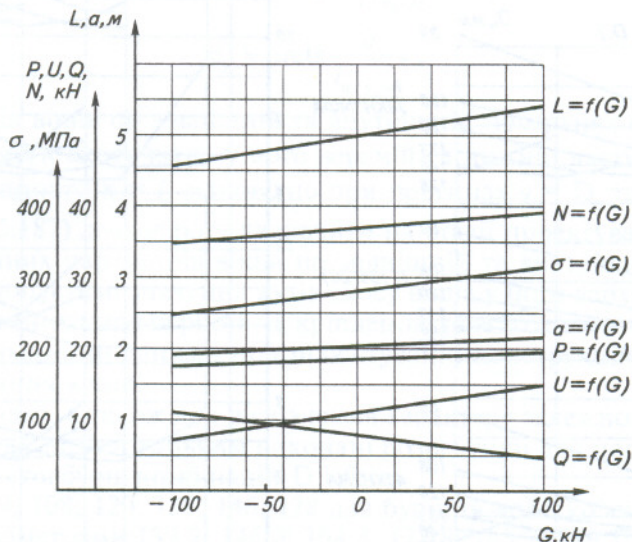


Рис. 5.200. Залежності L , a , P , U , Q , N , σ від осевого навантаження G на колону труб у вікні в обсадній колоні:

$D = 168,3$ мм; $\delta = 10$ мм; $D_T = 114,3$ мм; $\delta_{\text{хв}} = 10$ мм; $\alpha = 0^\circ$; $\beta = 5,5^\circ$

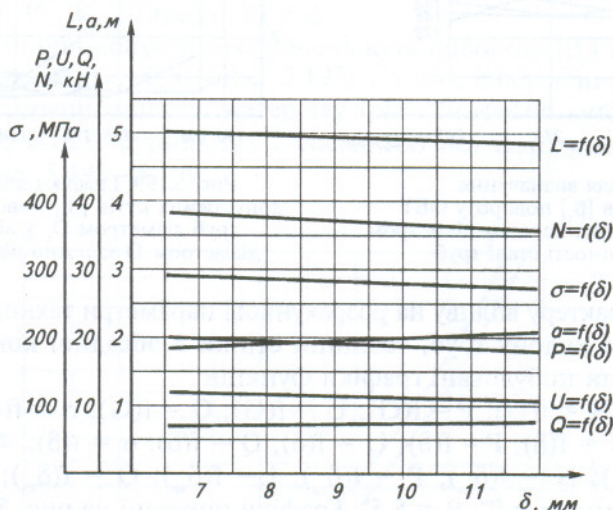


Рис. 5.201. Залежності L , a , P , U , Q , N , σ від товщини стінки обсадної колони δ в місці вирізання вікна:

$D = 168,3$ мм; $D_T = 114,3$ мм;
 $\delta_{\text{хв}} = 10$ мм; $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$; $\beta = 5,5^\circ$

Функція має важливе практичне значення для визначення гранично-мінімальної довжини $[L]$ КНБК при фрезеруванні вікна і бурінні додаткового стовбура та довжини верхньої частини хвостовика над вікном при кріпленні додаткового стовбура.

У зв'язку з тим, що в процесі фрезерування вікна у вигнутій частині КНБК над райбе-ром виникають знакозмінні радіальні навантаження, з метою попередження ймовірності поломки труб в місцях різьбових з'єднань перша труба (ОБТ, бурильна) повинна мати довжину, більшу за розрахункове значення $[L]$.

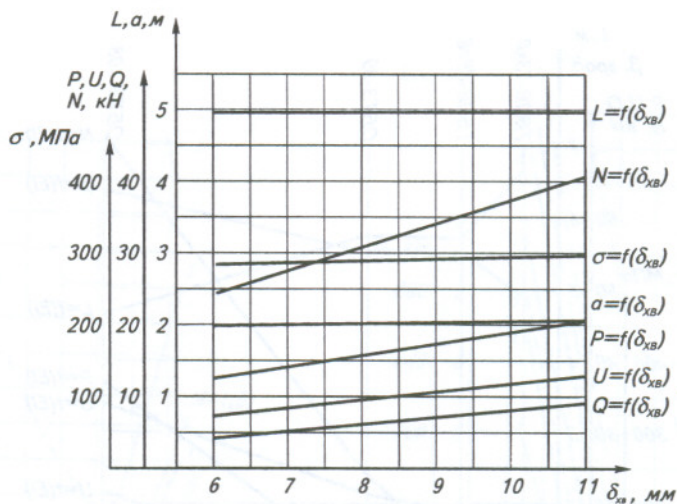


Рис. 5.202. Залежності L , a , P , U , Q , N , σ від товщини стінки $\delta_{об}$ колони труб у вікні обсадної колони:
 $D = 168,3$ мм; $\delta = 10$ мм; $D_r = 114,3$ мм;
 $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$; $\beta = 5,5^\circ$

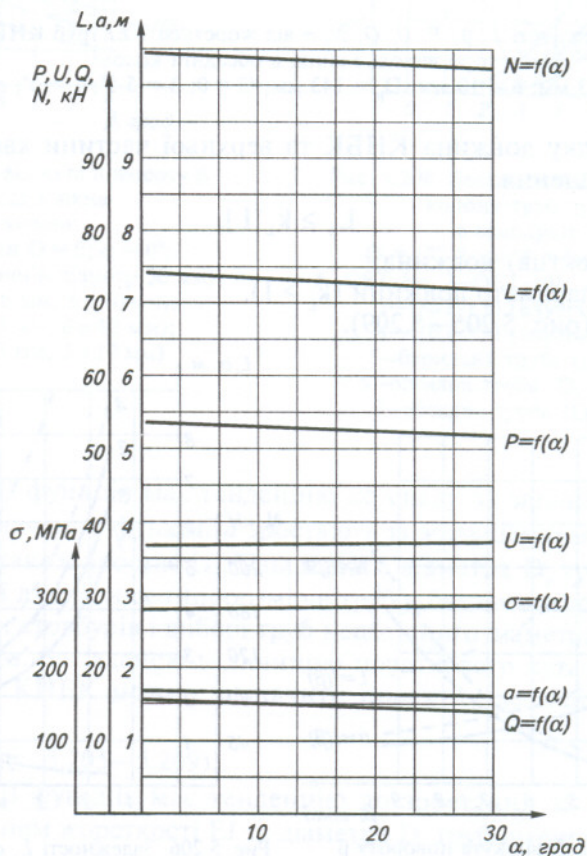


Рис. 5.203. Залежності L , a , P , U , Q , N , σ від величини зенітного кута α в інтервалі вирізаного вікна в обсадній колоні:

$D = 244,5$ мм; $\delta = 10$ мм; $D_r = 146$ мм (ОБТ-146 з внутрішнім діаметром 68 мм); $G = 0$; $\beta = 5,5^\circ$

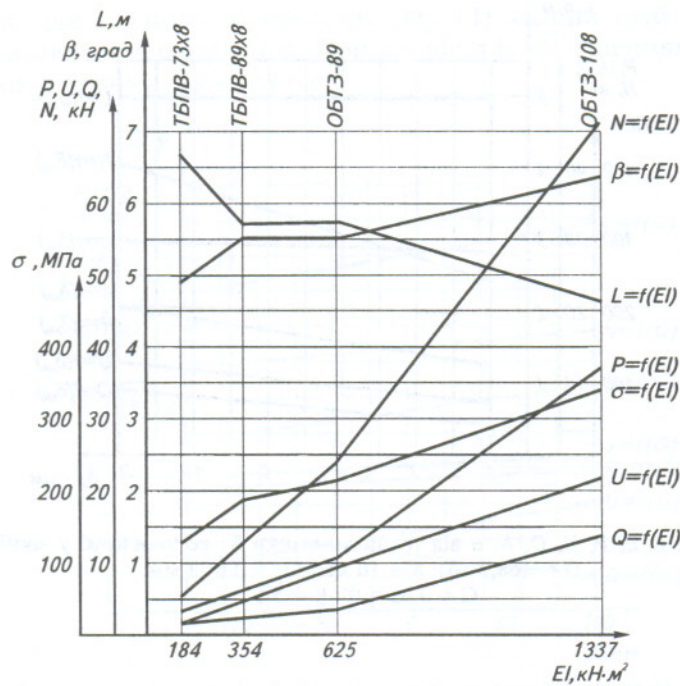


Рис. 5.204. Залежності L , β , P , U , Q , N , σ від жорсткості EI труб КНБК над райбером при виході з вікна в обсадній колоні:
 $D = 168,3$ мм; $\delta = 10$ мм; $D_p = 143$ мм; $G = 0$; $\beta = 5,5^\circ$; $\alpha = 0^\circ$; $a = 1,811$ м

У загальному випадку довжина КНБК та верхньої частини хвостовика над вікном має визначатись із співвідношення

$$L_\phi \geq k_L [L],$$

де L_ϕ — фактична (проектна) довжина;
 k_L — технологічний параметр довжини ($k_L > 1$).
 2. Функція $a = f(\beta)$ (рис. 5.205—5.209).

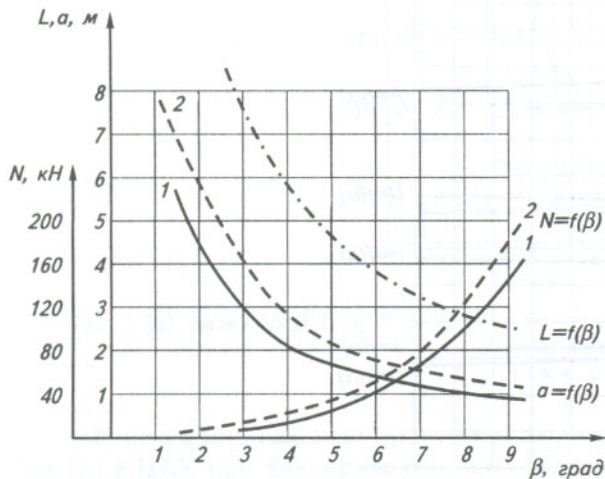


Рис. 5.205. Залежності L , a , N від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:
 $D = 139,7$ мм; $\delta = 10$ мм при $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$;
 1—ОБТ-89; 2—обсадна труба ($D_r = 101,6$ мм, $\delta = 10$ мм)

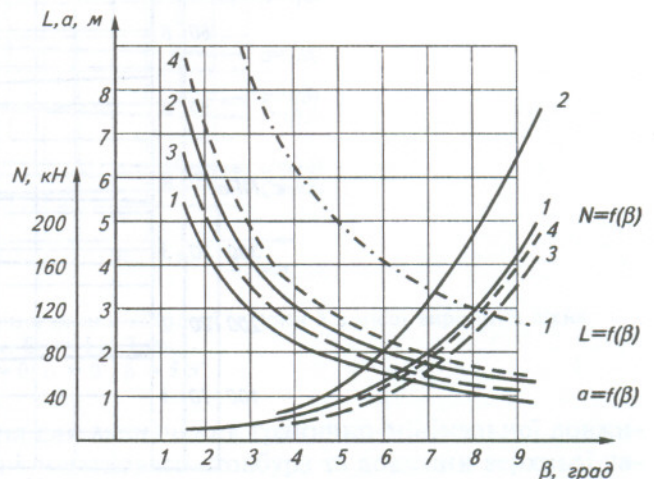


Рис. 5.206. Залежності L , a , N від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:
 $D = 146$ мм; $\delta = 10$ мм при $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$;
 1—ОБТ-89; 2—ОБТ-108 (внутрішній діаметр 50 мм);
 3—обсадна труба ($D_r = 101,6$ мм, $\delta = 10$ мм);
 4—обсадна труба ($D_r = 114,3$ мм, $\delta = 10$ мм)

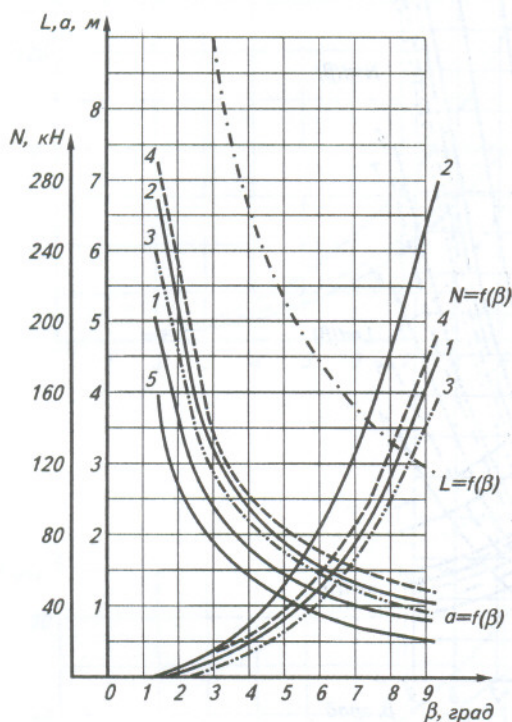


Рис. 5.207. Залежності L , a , N від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:

$D = 168,3$ мм; $\delta = 10$ мм при $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$:

1—ОБТ-89; 2—ОБТ-108 (внутрішній діаметр 50 мм);

3—обсадна труба ($D_t = 101,6$ мм, $\delta = 10$ мм);

4—обсадна труба ($D_t = 114,3$ мм, $\delta = 10$ мм);

5—бурильна труба ($D_t = 73$ мм, $\delta = 10$ мм)

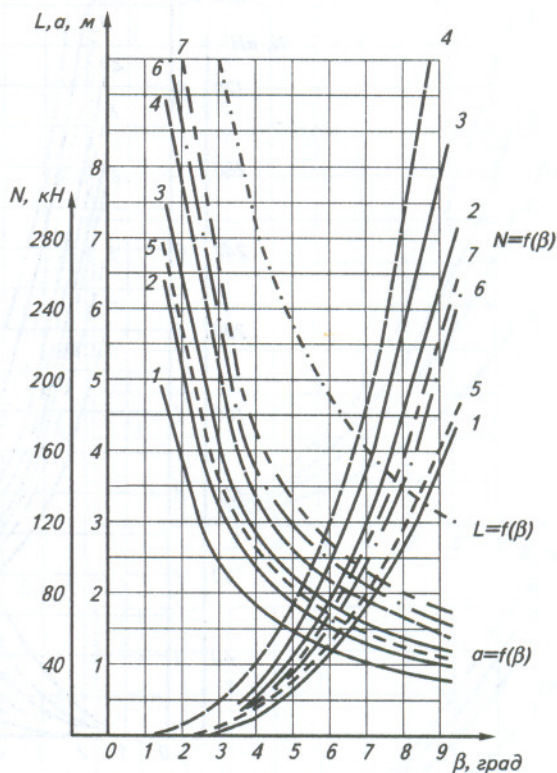


Рис. 5.208. Залежності L , a , N від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:

$D = 177,8$ мм; $\delta = 10$ мм при $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$:

1—ОБТ-89; 2—ОБТ-108 (внутрішній діаметр 50 мм);

3—ОБТ-120 (внутрішній діаметр 64 мм);

4—ОБТ-133 (внутрішній діаметр 64 мм);

5—бурильна труба ($D_t = 73$ мм, $\delta = 10$ мм);

6—обсадна труба ($D_t = 139,7$ мм, $\delta = 10$ мм);

7—обсадна труба ($D_t = 146$ мм, $\delta = 10$ мм)

Із збільшенням кута β функція має тенденцію до спаду за законом, близьким до гіперболічного. При $\beta = \text{idem}$ значення функції a зростають із збільшенням діаметра D_t труб. При $a = \text{idem}$ значення кута β також зростає із збільшенням діаметра D_t труб у вікні.

Графіки даної функції для різних типорозмірів труб є базовими при проектуванні процесу забурювання додаткових стовбурів і виборі труб необхідного діаметра для КНБК і для кріплення додаткового стовбура. За заданою величиною початкового кута β_0 забурювання додаткового стовбура і заданій КНБК можна визначити проектну величину довжини вікна для реалізації кута β_0 .

3. Функція $N = f(\beta)$ (рис. 5.205—5.209).

Із збільшенням кута β функція має тенденцію до зростання за законом, близьким до параболічного. Із збільшенням жорсткості EI та діаметра D_t труб інтенсивність зростання функції збільшується.

Графіки функцій для різних типорозмірів труб є базовими при проектуванні процесу забурювання додаткових стовбурів і використовуються для оцінки силових характеристик при підніманні та спуску через вікно бурильних та обсадних колон.

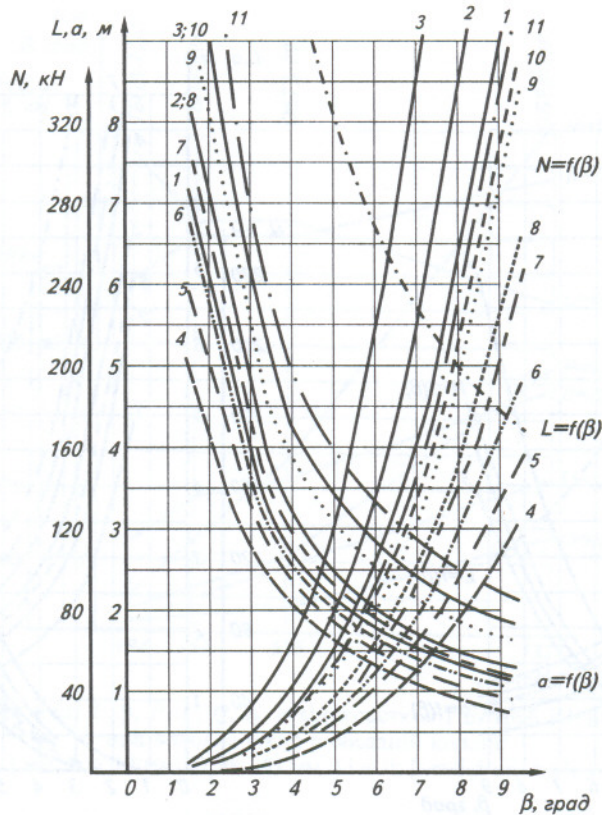


Рис. 5.209. Залежності L , a , N від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:

$D = 244,5$ мм; $\delta = 10$ мм при $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$:

- 1—ОБТ-133 (внутрішній діаметр 64 мм); 2—ОБТ-146 (внутрішній діаметр 68 мм);
 3—ОБТ-178 (внутрішній діаметр 90 мм); 4—обсадна труба ($D_t = 101,6$ мм, $\delta = 10$ мм);
 5—обсадна труба ($D_t = 114,3$ мм, $\delta = 10$ мм); 6—обсадна труба ($D_t = 127$ мм, $\delta = 10$ мм);
 7—обсадна труба ($D_t = 139,7$ мм, $\delta = 10$ мм); 8—обсадна труба ($D_t = 146$ мм, $\delta = 10$ мм);
 9—обсадна труба ($D_t = 168,3$ мм, $\delta = 10$ мм); 10—обсадна труба ($D_t = 177,8$ мм, $\delta = 10$ мм);
 11—обсадна труба ($D_t = 193,7$ мм, $\delta = 10$ мм);

4. Функції $P = f(\beta)$ і $U = f(\beta)$ (рис. 5.210—5.212).

Характер зміни функцій аналогічний функції $N = f(\beta)$. При тих самих значеннях кута β завжди виконується умова $P > U$. Це означає, що найбільш навантаженим є місце контакту колони труб із верхньою частиною вікна. Функція $U = f(\beta)$ дозволяє визначити величину бокового навантаження на райбер та долото при виході за вікно в обсадній колоні. Величина U є критерієм для вибору КНБК при фрезеруванні вікна в обсадній колоні.

5. Функція $\sigma = f(\beta)$ (рис. 5.197).

Із збільшенням кута β функція зростає за законом, близьким до параболічного. Із збільшенням діаметра D_t колони труб у вікні інтенсивність зміни функції має нелінійний характер — спочатку функція збільшується, а потім зменшується. Це пояснюється тим, що при малих зазорах між обсадною колоною і трубами у вікні при $\beta = \text{idem}$ різко зростає параметр a (довжина вікна) і зменшується параметр U .

Функція має важливе практичне значення і дозволяє на стадії проектування технологічного процесу забурювання додаткових стовбурів підбирати труби відповідних груп міцності для КНБК та кріплення додаткового стовбура залежно від проектних параметрів a і β , для забезпечення безаварійності технологічного процесу.

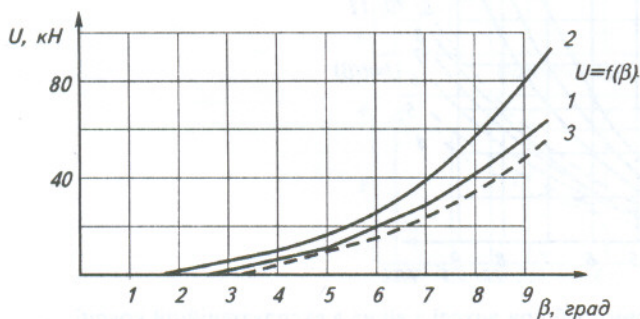
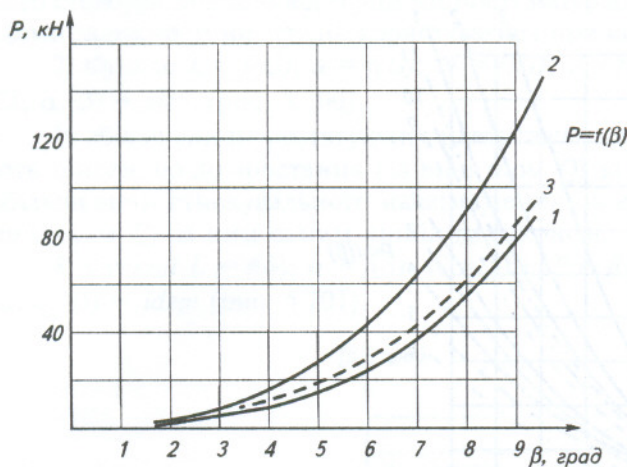


Рис. 5.210. Залежності P , U від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:
 $D = 168,3$ мм; $\delta = 10$ мм; $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$:
 1—ОБТ-89; 2—ОБТ-108 (внутрішній діаметр 50 мм);
 3—обсадна труба ($D_T = 114,3$ мм, $\delta = 10$ мм)

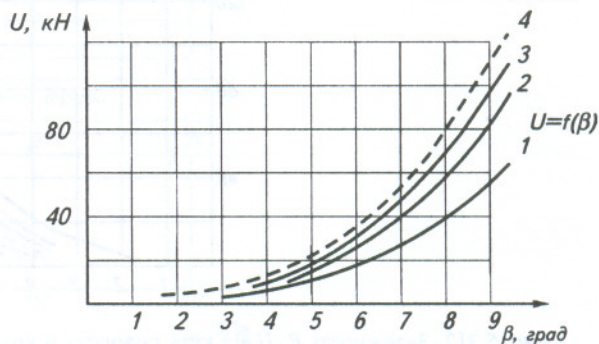
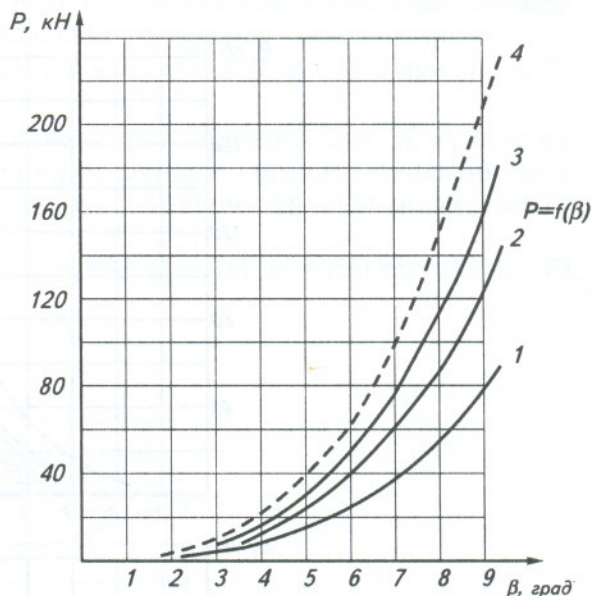


Рис. 5.211. Залежності P , U від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:
 $D = 177,8$ мм; $\delta = 10$ мм; $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$:
 1—ОБТ-89; 2—ОБТ-108 (внутрішній діаметр 50 мм);
 3—ОБТ-120 (внутрішній діаметр 64 мм); 4—обсадна труба ($D_T = 114,3$ мм, $\delta = 10$ мм)

Графіки функцій для різних типорозмірів труб є базовими при проектуванні процесу за- бурювання додаткових стовбурів і використовуються для оцінки силових характеристик при підніманні та спуску через вікно бурильних та обсадних колон.

6. Функція $[\beta_T] = f(\sigma_T, D_T, D)$ (рис. 5.198, 5.199).

Із графіків можна визначити граничнодопустиме значення кутів $[\beta_T]$ залежно від групи міцності (марки сталі) матеріалу труб для різних співвідношень D_T і D . Як видно з графіків, для кожної групи міцності (марки сталі) і для всіх співвідношень D_T і D розсіювання значень $[\beta_T]$ у середньому не перевищує $1-1,5^\circ$. Пояснення відхилення закономірностей на графіках ґрунтується на характері функціональних залежностей $\sigma = f(\beta)$ від D і D_T . Взявши нижню межу значень $[\beta_T]$, можна з достатньою точністю для практичних розрахунків побудувати функціональну залежність $[\beta_T] = f(\sigma_T)$. Деяке перевищення фактичних значень σ_T для ряду співвідношень D_T і D можна віднести на рахунок коефіцієнта запасу.

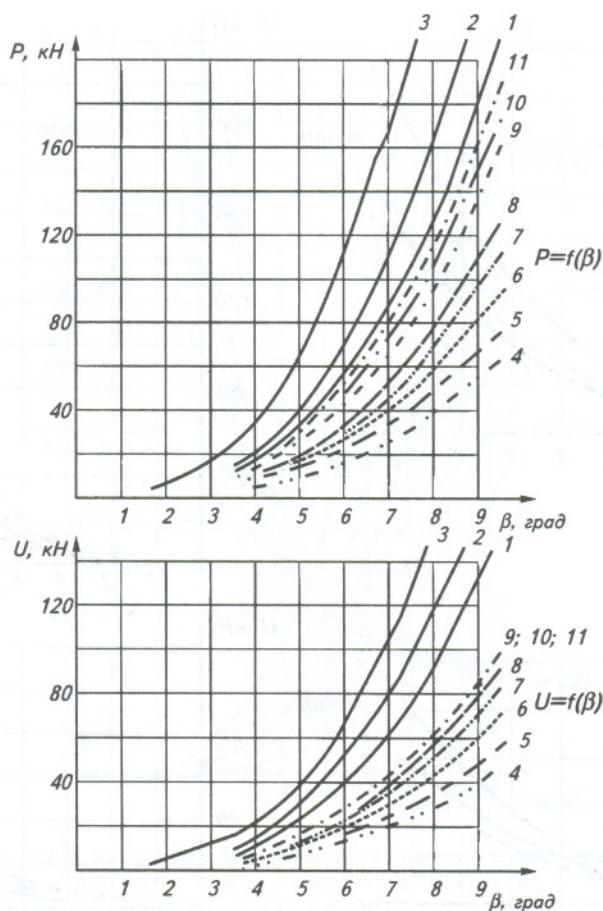


Рис. 5.212. Залежності P , U від кута повороту β колони труб при виході з вікна в експлуатаційній колоні:
 $D = 244,5$ мм; $\delta = 10$ мм; $G = 0$; $\alpha = 0^\circ$:

- 1—ОБТ-133 (внутрішній діаметр 64 мм); 2—ОБТ-146 (внутрішній діаметр 68 мм);
 3—ОБТ-178 (внутрішній діаметр 90 мм); 4—обсадна труба ($D_t = 101,6$ мм, $\delta = 10$ мм);
 5—обсадна труба ($D_t = 114,3$ мм, $\delta = 10$ мм); 6—обсадна труба ($D_t = 127$ мм, $\delta = 10$ мм);
 7—обсадна труба ($D_t = 139,7$ мм, $\delta = 10$ мм); 8—обсадна труба ($D_t = 146$ мм, $\delta = 10$ мм);
 9—обсадна труба ($D_t = 168,3$ мм, $\delta = 10$ мм); 10—обсадна труба ($D_t = 177,8$ мм, $\delta = 10$ мм);
 11—обсадна труба ($D_t = 193,7$ мм, $\delta = 10$ мм)

Зазначені залежності наведені в табл. 5.62.

Графік залежності $[\beta_r] = f(\sigma_r)$ показаний на рис. 5.213. Ця залежність є лінійною.

Практична цінність одержаної залежності полягає в тому, що, будучи перенесеними на графіки $a = f(\beta)$, ці залежності дають можливість визначення мінімально допустимих значень довжини вікна a та максимально можливих значень початкового кута $[\beta_0]$ забурювання додатко-

Таблиця 5.62

Значення допустимих величин $[\beta_r]$ (град)
 залежно від групи міцності (марки сталі) матеріалу труб

Обсадні (бурильні) труби						ОБТ			
група міцності						група міцності, марка сталі			
Д	К	Е	Л	М	Р	Д	К(36Г2С)	40ХН2МА	38ХН3МФА
6,2	7,2	7,5	8,2	8,8	10,1	6,2	6,8	8,2	8,8

вого стовбура залежно від групи міцності матеріалу труб, що спускаються в додатковий стовбур. Цими залежностями можна користуватися при комплектації бурильних і обсадних колон.

7. Функції $L = f(G)$; $a = f(G)$; $N = f(G)$; $P = f(G)$; $U = f(G)$; $Q = f(G)$; $\sigma = f(G)$ при $(D, \delta, D_T, EI, \alpha, \beta) = idem$ (рис. 5.200).

Із збільшенням розтягуючих навантажень на колону труб величини L, a, N, P, U, σ мають тенденцію до зростання (за винятком Q) за лінійним законом з різною інтенсивністю. Із збільшенням стискувального навантаження на колону труб значення функцій знижується (за винятком Q) за цим самим лінійним законом.

8. Функції $L = f(\delta)$; $a = f(\delta)$; $N = f(\delta)$; $P = f(\delta)$; $U = f(\delta)$; $Q = f(\delta)$; $\sigma = f(\delta)$ при $(D, D_T, EI, G, \alpha, \beta) = idem$ (рис. 5.201).

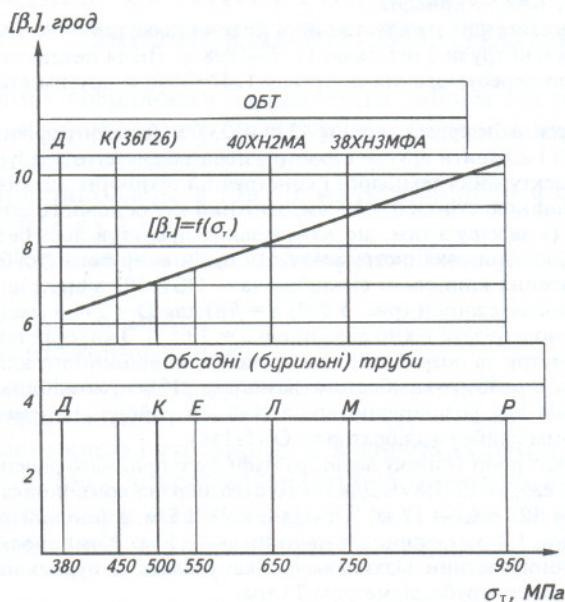


Рис. 5.213. Графік залежності допустимих кутів $[\beta_1]$ повороту колон труб у вікні від величини межі текучості σ_t матеріалу труб

Із збільшенням товщини стінки δ обсадної колони (тобто із зменшенням внутрішнього діаметра обсадної колони в інтервалі вікна) параметри L, N, P, U, σ мають тенденцію до зниження за лінійним законом із різною інтенсивністю. Параметри a та Q мають тенденцію до незначного зростання за лінійним законом.

9. Функції $L = f(\delta_{xb})$; $a = f(\delta_{xb})$; $N = f(\delta_{xb})$; $P = f(\delta_{xb})$; $U = f(\delta_{xb})$; $Q = f(\delta_{xb})$; $\sigma = f(\delta_{xb})$ при $(D, \delta, D_T, G, \alpha, \beta) = idem$ (рис. 5.202).

Із збільшенням товщини стінки δ_{xb} колони труб, що спускається через вікно (тобто при збільшенні жорсткості труб EI даного діаметра D_T), параметри L, a, σ майже не змінюють своїх значень, тоді як параметри U, P, N, Q мають тенденцію до зростання з різною інтенсивністю за лінійними законами.

10. Функції $L = f(\alpha)$; $a = f(\alpha)$; $N = f(\alpha)$; $P = f(\alpha)$; $U = f(\alpha)$; $Q = f(\alpha)$; $\sigma = f(\alpha)$ при $(D, \delta, D_T, EI, G, \alpha, \beta) = idem$ (рис. 5.203).

Із збільшенням величини зенітного кута α в інтервалі вирізання вікна в обсадній колоні функції a та U майже не змінюють своїх значень. Величини N, L, P, Q мають тенденцію до незначного зниження, а функція σ — до незначного зростання з різними інтенсивностями за лінійними законами.

Для практичних розрахунків можна вважати, що всі функції майже не залежать від значень кута α , що значно спрощує всі розрахунки.

11. Функції $L = f(EI)$; $\beta = f(EI)$; $P = f(EI)$; $U = f(EI)$; $Q = f(EI)$; $N = f(EI)$; $\sigma = f(EI)$ при $(D, \delta, D_r, G, \alpha, \beta) = idem$ (рис. 5.204).

Із збільшенням діаметра D_r і жорсткості EI компоновки труб над райбером при вирізання вікна величини β , P , U , Q , N , σ мають тенденцію до збільшення з різною інтенсивністю, а функція L — до зниження. При $D_r = idem$ та різних жорсткостях функції L та β не змінюють своїх значень.

Функції мають важливе практичне значення для вибору труб КНБК над райбером для забезпечення мінімальної величини бокового навантаження на райбер, успішності виходу райбера за вікно, попередження імовірності виникнення аварійних ситуацій при вирізання вікна.

Приклад 5.29. Розглянемо вибір технічних засобів і технології забурювання додаткового стовбура на св. 34-Бугруватівська (Охтирське УБР, ВАТ «Укрнафта»).

Під час цементування першої секції експлуатаційної колони діаметром 146 мм, опущеної на глибину 3650 м, були зацEMENTOVANІ 127-мм бурильні труби в інтервалі 1247—1898 м. Після невдалих спроб оббурювання бурильних труб було прийнято рішення про перебурювання інтервалу 1247—3650 м другим стовбуром через вікно в 244,5-мм проміжній колоні.

Планом робіт передбачалося в інтервалі глибин 1220—1235 м (стратиграфічний горизонт — верхня крейда) встановити клиновий відхилювач і забурити другий стовбур з початковим кутом забурювання з вікна $\beta_0 = 6-6,5$ град.

Вихідними даними для проектування технології і конструкцій технічних засобів були: в інтервалі вікна обсадна колона діаметром 244,5 мм і товщиною стінки $\delta = 10$ мм; зенітний кут основного стовбура в інтервалі встановлення клинового відхилювача $\alpha = 1,5^\circ$ (у зв'язку з тим, що забурювання проектувалось безорієнтованим, то величину α у розрахунках до уваги не брали); компоновка інструменту для буріння другого стовбура — тришарошкове долото та ОБТ-178; заготовка для виготовлення клинового відхилювача — ОБТ-203 з внутрішнім діаметром 80 мм.

За графіком функціональної залежності (рис. 5.209) $a = f(\beta)$ для $D = 244,5$ мм і $D_r = 178$ мм було встановлено, що для реалізації $\beta_0 = 6,5^\circ$ потрібно вирізати вікно довжиною $a = 2,65$ м. З використанням наведених у цьому розділі формул були обґрунтовані параметри та розроблені конструкції триплощинного клинового відхилювача діаметром 203 мм, райбера діаметром 190 мм, райбера-калібратора діаметром 217 мм, компоновки для розкриття вікна (190-мм райбер та ОБТ-146), компоновки для розширення вікна (190-мм райбер, 146-мм перехідник довжиною 0,16 м, ОБТ-146 довжиною 0,25 м, 217-мм райбер-калібратор та ОБТ-146).

Після проведення підготовчих робіт і спуску локатора муфт було прийнято рішення про встановлення клинового відхилювача в інтервалі глибин 1225,7—1227,8 м. Для цього була зібрана компоновка: відроблене лопатеве долото — 0,3 м; бурильні труби діаметром 127 мм — 17 м; перехідник — 0,5 м; клиновий відхилювач діаметром 203 мм з довжиною циліндричної частини 1,4 м і клинної частини — 2,1 м. Компоновка з допомогою лівої різьби у внутрішньому каналі циліндричної частини відхилювача з'єднувалась із бурильною колоною діаметром 127 мм патрубком, виготовленим з бурильної труби діаметром 73 мм.

Після посадки низу компоновки на вибій (1247 м) був закачаний цементний розчин в зону встановлення клинового відхилювача і шляхом обертання бурильної колони вправо був від'єднаний клиновий відхилювач по лівій різьбі.

Після періоду очікування затужавіння цементного розчину у свердловину спустили КНБК для розбурювання цементу до «голови» відхилювача: долото ІІІ—215,9 СТ-ГВ, ОБТ-146 довжиною 39 м, бурильні труби діаметром 127 мм. Розбурювання цементу провели в інтервалі 1201—1225,7 м.

Для вирізання вікна використали компоновку: 190-мм конічний райбер, ОБТ-146 довжиною 6 м. Процес райбування колони розпочали з глибини 1225,88 м при таких режимних параметрах: осьове навантаження до 20 кН, частота обертання 30—40 об/хв, продуктивність насосів 23—25 л/с. Тиск на стояку становив 3,5—5,0 МПа). За 15 год продуктивної роботи пройшли 1,7 м (до глибини 1227,58 м).

Через відсутність другого нового райбера діаметром 190 мм було прийнято рішення про спуск компоновки для подальшого вирізання вікна і його розширення: одношарошкове долото І—190,5 СЗ-Н з обвареними зубцями, 146-мм перехідник довжиною 0,25 м, 217-мм райбер-калібратор, ОБТ-146 довжиною 39 м. Цією КНБК при тих же режимних параметрах за 8,5 год продуктивної роботи повністю розкрили вікно, його розширили і подовжили в інтервалі 1225,88—1227,98 м та заглибились у породу на 1,92 м (до глибини 1229,9 м).

Всього на фрезерування вікна довжиною 2,6 м витрачено 24 год. При такій довжині вікна із застосуванням компоновки з ОБТ-178 можливе досягнення $\beta_0 = 6^\circ 30'$.

Подальше буріння другого стовбура в інтервалі 1227,98—3650 м проводили з використанням КНБК: тришарошкове долото діаметром 215,9 мм, ОБТ-178 довжиною 70 м, 127-мм бурильні труби.

При глибині другого стовбура 1270 м св. 34-Бугруватівська була зроблена інклінометрія в інтервалі 1230—1270 м, результати якої наведені нижче. Фактичний кут забурювання другого стовбура β_0 збігається з величиною проектного кута.

Глибина, м	1230	1235	1240	1245	1250	1255	1260	1265	1270
Зенітний кут, град/хв	6°30'	6°15'	6°30'	5°45'	6°00'	5°30'	5°15'	5°45'	5°30'
Азимут, град	315°	320°	340°	345°	360°	350°	335°	320°	325°

Св. 34-Бугруватівська була успішно пробурена, обсаджена 146-мм експлуатаційною колоною і введена в експлуатацію.